



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica

TRABAJO FIN DE GRADO

ANÁLISIS ESTÁTICO DE LA OPERACIÓN DE REDES DE CORRIENTE ALTERNA INTERCONECTADAS CON ENLACES HVDC

Autor: Jose Manuel Sánchez Deleyto

Tutor: María Ángeles Moreno López de Saá

Leganés, Septiembre 2016

Título Análisis estático de la operación de redes de corriente alterna interconectadas con enlaces HVDC.

Autor: Jose Manuel Sánchez Deleyto

Director: María Ángeles Moreno López de Saá

EL TRIBUNAL

Presidente: Guillermo Robles Muñoz

Vocal: Lia García Pérez

Secretario: Ana María Gómez Amador

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 7 de Octubre de 2016 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

Agradecimientos

En primer lugar a mis padres y a mi hermano, por su apoyo y sin los cuales no habría podido llegar hasta este momento.

A mi tutora, María Ángeles Moreno López de Saá, por su paciencia, dedicación y guía durante el desarrollo de este trabajo.

Por último a Roberto, Paula, Tania, Gael, Mónica y Jairo, cuya amistad incondicional me ha ayudado en tantas ocasiones a lo largo de los años.

Resumen

El trabajo que se desarrolla en las siguientes páginas se centra en el estudio de fallos en los convertidores que controlan el funcionamiento de redes AC (*Alternating Current*) interconectadas mediante enlaces HVDC (*High Voltage Direct Current*), analizando las consecuencias de dichos fallos en las redes DC (*Direct Current*) presentes en dichos sistemas.

El trabajo se puede dividir en dos grandes bloques; en el primero presentamos la tecnología empleada en este tipo de redes, dando a conocer tanto las ventajas como las desventajas de la tecnología HVDC frente a la HVAC (*High Voltage Alternating Current*). Dentro de este mismo bloque se incluye una explicación de la tecnología de convertidores HVDC-VSC (*High Voltage Direct Current Voltage Source Converter*), así como de los principales métodos de control que emplean para regular el funcionamiento de las redes a las que se conectan.

En la segunda parte, se procede a simular y analizar contingencias en los convertidores de los dos sistemas eléctricos que se han empleado en este trabajo.

Para poder realizar esta tarea se utilizaron los programas MATPOWER5.1 y MatACDC, basados en Matlab, de libre distribución.

En estos programas estaban incluidos una serie de casos de estudio, de los cuales se escogieron dos para realizar el estudio de contingencias. Estos programas permiten a la vez un alto grado de modificación de los sistemas que incluyen, además de poder crear sistemas eléctricos desde cero, lo que los vuelven muy versátiles a la hora de simular redes eléctricas.

Por último, se incluyen las conclusiones del estudio y posibles trabajos futuros, que surgieron como vías de desarrollo alternativas durante el desarrollo de este trabajo.

Palabras clave: HVDC, redes AC, redes DC, convertidores, HVDC-VSC, métodos de control, contingencias.

Abstract

The work developed in the following pages focuses on the study of the contingences that may occur in the converters that control how AC (*Alternating Current*) grids interconnected by HVDC (*High Voltage Direct Current*) links work, analyzing the consequences of these failures on DC grids that connect the main system.

The project can be divided in two main sections; the first one introduces the technology used in these grids, to let us know the advantages and disadvantages of HVDC technology versus HVAC (*High Voltage Alternating Current*) technology. This section also includes an explanation of HVDC-VSC (*High Voltage Direct Current Voltage Source Converter*) converters technology, and the methods used to adjust the grid work.

The second section proceeds to simulate and analyses control converter contingences in the selected systems to perform this work.

To make it possible, we proceeded to use the free distribution software MATPOWER5.1 and MatACDC, based on Matlab.

This software includes study cases, where we selected two of them to perform our study. These programs allow us to modify the existing cases or to build our own ones, which make them extremely useful to simulate electrical grids.

Finally, this work includes the conclusions of study contingences, and possible improvements, which appeared during the development of this project.

Keywords: HVDC, AC grid, DC grid, converters, control methods, contingences.

Índice general

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Fases del desarrollo	3
1.4 Medios empleados.....	4
1.5 Estructura de la memoria.....	4
2. TECNOLOGÍA HVDC	6
2.1 Introducción	6
2.2 Tecnología HVDC: Ventajas y desventajas	7
2.3 Componentes del sistema HVDC.....	9
2.4 Tecnología HVDC.....	11
2.4.1 HVDC-LCC	11
2.4.2 HVDC-VSC.....	11
2.5 Modos de transmisión HVDC	12
2.5.1 Conexión monopolar	12
2.5.2 Conexión bipolar	13
2.5.3 Conexión back-to-back.....	14
2.5.4 Conexión punto a punto.....	14
2.5.5 Conexión multiterminal	14
2.5.6 Conexión unitaria	15
3. MÉTODOS DE CONTROL DE CONVERTIDORES HVDC-VSC	16
3.1 Introducción	16
3.2 Interacción con la red de AC.....	16
3.2.1 Control de la potencia activa	17
3.2.2 Control de la potencia reactiva	17
3.3 Interacción con la red DC.....	18
3.4 Modos de control de los convertidores en el lado de DC.....	18
3.4.1 Control de convertidores	18
3.4.2 Estrategias de control básicas.....	20
3.4.3 Estrategias de control avanzadas	24

3.4.4 Estrategias básicas del control de redes.....	28
3.4.5 Estrategias avanzadas del control de redes.....	29
4. CASOS DE ESTUDIO.....	31
4.1 Introducción	31
4.2 Caso de estudio 1	31
4.2.1 Elementos del sistema.....	32
4.2.2 Elementos de la red AC.....	33
4.2.3 Elementos de la red DC.....	34
4.2.4 Simulaciones sobre el caso de estudio 1.....	35
4.3 Caso de estudio 2	37
4.3.1 Elementos del sistema.....	38
4.3.2 Elementos de la red AC.....	39
4.3.3 Elementos de la red DC.....	39
4.3.4 Simulaciones sobre el caso de estudio 2.....	42
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	44
5.1 Introducción	44
5.2 Criterios de análisis	44
5.3 Simulaciones del caso de estudio 1	46
5.3.1 Bloque 1 de simulaciones del caso de estudio 1	46
5.3.2 Bloque 2 de simulaciones del caso de estudio 1	51
5.3.3 Bloque 3 de simulaciones del caso de estudio 1	54
5.3.4 Bloque 4 de simulaciones del caso de estudio 1	56
5.3.5 Bloque 5 de simulaciones del caso de estudio 1	59
5.3.6 Conclusiones de las simulaciones del caso de estudio 1	59
5.4 Simulaciones del caso de estudio 2.....	60
5.4.1 Bloque 1 de simulaciones del caso de estudio 2	60
5.4.2 Bloque 2 de simulaciones del caso de estudio 2	63
5.4.3 Bloque 3 de simulaciones del caso de estudio 2	66
5.4.4 Bloque 4 de simulaciones del caso de estudio 2	68
5.4.5 Bloque 5 de simulaciones del caso de estudio 2	72
5.4.6 Bloque 6 de simulaciones del caso de estudio 2	73
5.4.7 Conclusiones de las simulaciones del caso de estudio 2	75
6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	77
6.1 Conclusiones	77
6.2 Trabajos futuros	79
7. BIBLIOGRAFÍA.....	80
8. ANEXO 1. BREVE DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE MATACDC	82
Diagrama del programa.....	82
Modelado de convertidores.....	83
Pérdidas en los convertidores.....	84
Control de convertidores	84
Modificación del modo de trabajo de los convertidores.....	85
9. ANEXO 2. ELEMENTOS AC DEL CASO DE ESTUDIO 2	86
Elementos AC del caso de estudio 2	86
Nudos y cargas del sistema AC del caso de estudio 2	86
Generadores AC del caso de estudio 2	87
Líneas del sistema AC del caso de estudio 2	89
10. ANEXO 3. RESULTADOS ADICIONALES DE SIMULACIONES	92
Resultados adicionales a las simulaciones del caso de estudio 1	92
Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 1	92
Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 1	93
Resultados de la simulación 6 del caso de estudio 1	94
Resultados de la simulación 7 del caso de estudio 1	94

Índice general

<i>Resultados de la simulación 8 del caso de estudio 1</i>	97
Resultados adicionales a las simulaciones del caso de estudio 2	98
<i>Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 2</i>	98
<i>Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 2</i>	98
<i>Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 2</i>	99
<i>Resultados de la simulación 6 del caso de estudio 2</i>	100
<i>Resultados de la simulación 9 del caso de estudio 2</i>	101
<i>Resultados de la simulación 10 del caso de estudio 2</i>	102
<i>Resultados de la simulación 11 del caso de estudio 2</i>	102

Índice de figuras

Figura 1.1. Diseño conceptual de la posible superred europea [2].	2
Figura 2.1. Evolución de las pérdidas por las líneas con la distancia [8].	8
Figura 2.2. Comparación de costes HVAC-HVDC [6].....	9
Figura 2.3. Esquema constructivo de un enlace HVDC [9].....	10
Figura 2.4. Esquema de enlace HVDC-VSC con conexión monopolar [9].....	13
Figura 2.5. Esquema de enlace HVDC-VSC con conexión bipolar [7].....	13
Figura 2.6. Esquema de enlace HVDC-VSC con conexión back-to-back [9].	14
Figura 2.7. Esquema de enlace HVDC-VSC multiterminal, con conexión en paralelo [9].	15
Figura 2.8. Esquema de distintas conexiones multiterminal:.....	15
Figura 3.1. Modos de control de la potencia activa [10]:.....	17
Figura 3.2. Modos de control de la potencia reactiva [10].....	17
Figura 3.3. Límites de los convertidores en función del modo de control, gráfica superior control basado en corriente, gráfica inferior control basado en potencia [11].....	20
Figura 3.4. Curvas de control droop. Gráfica superior control basado en corriente, gráfica inferior control basado en potencia [11].	21
Figura 3.5. Control a flujo constante, en base de corriente y en base de potencia.[11]....	23
Figura 3.6. Control Slack o control a tensión constante, en base de corriente y en base de potencia [11].....	24
Figura 3.7. Control en modo margen de tensión, para control basado en corriente y en potencia [11].....	25
Figura 3.8. Control Droop con dead-band, para base de control en corriente y en potencia [11].	26

Índice de figuras

Figura 3. 9. Control droop con undead-band, en control basado en corriente y en potencia [11].	27
Figura 4.1. Topología de red del caso de estudio 1 [13].	32
Figura 4.2. Esquema del caso de estudio 1.	33
Figura 4.3. Esquema de redes AC interconectadas mediante redes DC [13].	37
Figura 4.4. Esquema del caso de estudio 2 [14].	38
Figura 4.5. Circuito 1 DC del caso de estudio 2.	40
Figura 4.6. Circuito 2 DC del caso de estudio 2.	40
Figura 5.1. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 1 del caso de estudio 1.	48
Figura 5.2. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 2 del caso de estudio 1.	50
Figura 5.3. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 1 del caso de estudio 2.	61
Figura 5.4. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 2 del caso de estudio 2.	62
Figura 5.5. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 7 del caso de estudio 2.	70
Figura 5.6. Resumen del flujo de potencias de la simulación 8 del caso de estudio 2.....	71
Anexo 1.1. Diagrama de flujos del algoritmo de flujo de potencia AC/DC secuencial empleado por MatACDC [4].	82
Anexo 1.2. Esquema del flujo de potencia por el equivalente monofásico de una estación convertidora HVDC-VSC conectada a la red AC [4].	83
Anexo 1.3. Esquema equivalente monofásico de las distintas configuraciones internas del lado conectado a la red AC del convertidor HVDC-VSC [4].	84

Índice de tablas

Tabla 4.1. Generadores del caso de estudio1.	33
Tabla 4.2. Nudos AC y cargas del caso de estudio 1.	34
Tabla 4.3. Líneas AC del caso de estudio 1.	34
Tabla 4.4. Nudos DC del caso de estudio 1.	34
Tabla 4.5. Líneas DC del caso de estudio 1.	34
Tabla 4.6. Convertidores HVDC-VSC.del caso de estudio 1.	35
Tabla 4.7. Terminología de abreviaturas del capítulo 4.....	35
Tabla 4.8. Bloque 1 de simulaciones del caso de estudio 1.	35
Tabla 4.9. Bloque 2 de simulaciones del caso de estudio 1.	36
Tabla 4.10. Bloque 3 de simulaciones del caso de estudio 1.	36
Tabla 4.11. Bloque 4 de simulaciones del caso de estudio 1	36
Tabla 4.12. Bloque 5 de simulaciones del caso de estudio 1.	36
Tabla 4.13. Nudos DC del caso de estudio 2.	41
Tabla 4.14. Líneas DC del caso de estudio 2.	41
Tabla 4.15. Convertidores del caso de estudio 2.....	41
Tabla 4.16. Bloque 1 de simulaciones del caso de estudio 2.	42
Tabla 4.17. Bloque 2 de simulaciones del caso de estudio 2.	42
Tabla 4.18. Bloque 3 de simulaciones del caso de estudio 2.	42
Tabla 4.19. Bloque 4 de simulaciones del caso de estudio 2.	42
Tabla 4.20. Bloque 5 de simulaciones del caso de estudio 2.	43
Tabla 4.21. Bloque 6 de simulaciones del caso de estudio 2.	43

Tabla 5.1. Configuración para control centralizado del caso de estudio 1.....	47
Tabla 5.2. Terminología de abreviaturas del capítulo 5.....	47
Tabla 5.3. Resultados de la simulación 1 del caso de estudio 1.....	48
Tabla 5.4. Configuración para control distribuido del caso de estudio 1.....	49
Tabla 5.5. Resultados de la simulación 2 del caso de estudio 1.....	50
Tabla 5.6. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 1.....	52
Tabla 5.7. Reajuste de los parámetros de trabajo de los convertidores 2 a 3 de la simulación 4 del caso de estudio 1.	53
Tabla 5.8. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 1, tras el reajuste de parámetros de los convertidores.	53
Tabla 5.9. Evolución de la generación de potencia activa en los generadores del caso de estudio 1 en función de las distintas situaciones planteadas en la simulación 4.	54
Tabla 5.10. Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 1.....	55
Tabla 5.11. Flujo de potencia activa por los convertidores en la simulación 6 del caso de estudio 1.	56
Tabla 5.12. Resultados de la simulación 7 del caso de estudio 1.....	58
Tabla 5.13. Configuración de convertidores para control centralizado del caso de estudio 2.....	61
Tabla 5.14. Resultados de la simulación 1 del caso de estudio 2.....	61
Tabla 5.15. Configuración de convertidores para el control distribuido del caso de estudio 2.....	62
Tabla 5.16. Resultados de la simulación 2 del caso de estudio 2.....	63
Tabla 5.17. Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 2.....	64
Tabla 5.18. Generación de potencia activa antes y después de la contingencia sufrida en la simulación 3 del caso de estudio 2.	64
Tabla 5.19. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 2.....	65
Tabla 5.20. Resultados de la simulación 4 tras aplicar los reajustes de parámetros correspondientes a cada contingencia.	66
Tabla 5.21. Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 2.....	66
Tabla 5.22. Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 2 (sistema de respaldo en el circuito 2 DC).....	67
Tabla 5.23. Resultados de la simulación 6 del caso de estudio 2.....	68
Tabla 5.24. Resultados de la simulación 7 del caso de estudio 2.....	70
Tabla 5.25. Resultados de la simulación 8 del caso de estudio 2.....	71
Tabla 5.26. Resultados de la simulación 9 del caso de estudio 2.....	72
Tabla 5.27. Resultados de la simulación 10 del caso de estudio 2.....	73
Tabla 5.28. Resultados de la simulación 11 del caso de estudio 2.....	74
Tabla 5.29. Resultados de la simulación 12 del caso de estudio 2.....	75
 Anexo 2.1. Nudos y cargas AC del caso de estudio 2.....	 87
Anexo 2.2. Generadores del caso de estudio 2.....	89
Anexo 2.3. Líneas y transformadores AC del caso de estudio 2.....	91
 Anexo 3.1. Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 1	 93
Anexo 3.2. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 1.	93
Anexo 3.3. Resultados de la simulación 6 del caso de estudio 1.	94

Anexo 3.4. Reajuste 1 de parámetros de la simulación 7 del caso de estudio 1.	94
Anexo 3.5. Resultados del reajuste 1 de la simulación 7 del caso de estudio 1.....	95
Anexo 3.6. Reajuste 2 de parámetros de la simulación 7 del caso de estudio 1.	95
Anexo 3.7. Resultados del reajuste 2 de la simulación 7 del caso de estudio 1.....	95
Anexo 3.8. Reajuste 3 de parámetros de la simulación 7 del caso de estudio 1.	95
Anexo 3.9. Resultados del reajuste 3 de la simulación 7 del caso de estudio 1.....	96
Anexo 3.10. Resultados de la simulación 7 del caso de estudio 1.....	96
Anexo 3.11. Resultados de la simulación 8 del caso de estudio 1.....	97
Anexo 3.12. Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 2.....	98
Anexo 3.13. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 2.....	99
Anexo 3.14. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 1 de la simulación 4 del caso de estudio 2.....	99
Anexo 3.15. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 3 de la simulación 4 del caso de estudio 2.....	99
Anexo 3.16. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 4 de la simulación 4 del caso de estudio 2.....	99
Anexo 3.17. Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 2.....	100
Anexo 3.18. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 1 de la simulación 6 del caso de estudio 2.....	100
Anexo 3.19. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 4 de la simulación 6 del caso de estudio 2.....	100
Anexo 3.20. Resultados tras los reajustes de convertidores en la simulación 6 del caso de estudio 2.	100
Anexo 3.21. Resultados de la simulación 9 del caso de estudio 2.....	101
Anexo 3.22. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 1 de la simulación 9 del caso de estudio 2.....	101
Anexo 3.23. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 3 de la simulación 9 del caso de estudio 2.....	101
Anexo 3.24. Resultados tras los reajustes en los convertidores del caso de estudio 2....	102
Anexo 3.25. Resultados de la simulación 10 del caso de estudio 2.....	102
Anexo 3.26. Resultados de la simulación 11 del caso de estudio 2.....	102

Capítulo 1

Introducción y objetivos

1.1 Introducción

En la sociedad actual, la energía eléctrica es uno de los pilares fundamentales de nuestro estilo de vida. Debido a eso, ha sido un campo tecnológico en continuo desarrollo y actualmente, con el auge de las fuentes de energía renovables, la misma forma en que la energía eléctrica es transmitida está comenzando a cambiar.

La corriente alterna ha sido y sigue siendo el principal medio para la transmisión de energía eléctrica, sin embargo, la continua expansión de las grandes ciudades, las necesidades energéticas de éstas y el continuo desarrollo de la generación eléctrica basada en recursos renovables, hace que esta tecnología comience a presentar una serie de limitaciones, lo que nos obliga a desarrollar mejores métodos en el transporte de la energía eléctrica.

En Europa se ha presentado un proyecto que involucra a todo el continente: la creación de una superred eléctrica, que permita una perfecta generación y transmisión eléctrica entre los distintos países que componen esta comunidad internacional [1]. Dado que la reestructuración de las líneas de transmisión existentes en los distintos países es algo extremadamente complejo y con un gran coste económico, la creación de esta superred pasa por la construcción de nuevas líneas eléctricas, que conecten tanto grandes zonas de corriente alterna ya existentes, como los nuevos parques de generación eléctrica basados en fuentes renovables.



Figura 1.1. Diseño conceptual de la posible superred europea [2].

Para este cometido, se plantea el uso de líneas de alta tensión en corriente continua, también conocidas como HVDC. Esta tecnología no es algo reciente, ya se planteó en el siglo XIX y a mediados de siglo pasado ya se crearon las primeras líneas de transporte de energía que empleaban la corriente continua. Sin embargo, eran sistemas muy reducidos y simples en comparación con las redes que se pretenden implantar en la superred europea.

En cualquier proyecto de ingeniería, especialmente en proyectos de gran envergadura como el que se plantea, el estudio previo y las simulaciones de la tecnología a implementar son cruciales de cara al diseño final. Este trabajo se centra en uno de los estudios previos de la superred eléctrica, el análisis de contingencias en los convertidores HVDC-VSC que ejercen el control sobre las redes interconectadas mediante enlaces HVDC, en concreto, en cómo dichas contingencias afectan tanto al comportamiento de los convertidores como a los valores que se obtienen en las redes de corriente continua que sirven de enlace para las redes de corriente alterna que componen la superred.

El trabajo se plantea en dos partes bien diferenciadas. La primera engloba el estado del arte, en el cual se presenta la transmisión HVDC frente a la transmisión HVAC, así como los modos en los cuales los convertidores HVDC-VSC, empleados en las simulaciones de este trabajo, ejercen control sobre la red.

La segunda parte, la componen la descripción de los casos de estudio tomados para este trabajo y el análisis de los resultados obtenidos tras simular los diferentes modos de control posible sobre las redes, sometido a fallos en los propios convertidores.

Existen diversos programas que permiten la simulación y análisis de la operación en las redes que se plantean en este trabajo, la decisión de emplear uno u otro programa radica, tanto en las necesidades de las simulaciones a emplear, como en las características de la red que se desea estudiar.

Para este trabajo se empleó el software MATPOER 5.1 [3], desarrollado por Ray D. Zimmerman y Carlos E. Murillo-Sánchez y el software MatACDC [4], desarrollado por Jef Beerten, ambos basados en el programa Matlab.

1.2 Objetivos

Este trabajo tiene como objetivo principal, analizar los efectos del fallo de convertidores en una red de corriente continua que funciona como enlace para conectar redes en corriente alterna, dependiendo del control de los mismos.

Para poder realizar esta tarea se hace necesario dar a conocer la tecnología de transmisión HVDC, así como los convertidores HVDC-VSC empleados para realizar los enlaces entre redes AC y redes DC.

También, hay que presentar las distintas configuraciones de trabajo que dichos convertidores emplean para controlar los valores de las redes a las que están conectados.

Por último, asociado al análisis de las contingencias en los casos que se presentarán en este trabajo, se ofrecerán posibles soluciones para los casos que cumplan los requisitos establecidos para la seguridad de la operación en red.

También, se tratará de probar si es posible o no determinar qué modo de control es el más adecuado para regular el funcionamiento de redes de corriente alterna interconectadas con enlaces HVDC.

1.3 Fases del desarrollo

1ª Fase: Instalación y prueba del correcto funcionamiento del software empleado para la realización del trabajo.

2ª Fase: Estudio del software.

3ª Fase: Documentación sobre la tecnología HVDC.

4ª Fase: Pruebas sobre la simulación de los diferentes modos de control de los convertidores HVDC.

5ª Fase: Selección de los casos a estudiar.

6ª Fase: Simulación de contingencias en los convertidores sobre los casos seleccionados, así como el análisis de los resultados obtenidos.

7ª Fase: Conclusiones.

1.4 Medios empleados

Como se ha dicho anteriormente, el software empleado son los programas MATPOWER 5.1 y MatACDC de Matlab.

MATPOWER 5.1 es un potente programa de cálculo basado en Matlab y diseñado para la simulación de flujos de potencia en sistemas de corriente alterna. Este programa, aparte de permitir realizar flujos de carga normales y flujos de carga optimizados permite la construcción de modelos de redes complejas, pudiendo el usuario crear modelos con gran detalle de redes reales para simular su funcionamiento [3]. Aunque en este trabajo no se maneje directamente este software, es necesario instalarlo en la librería de Matlab, ya que trabaja conjuntamente con el MatACDC, el cual no puede realizar los flujos de potencia sin los cálculos previos que realiza MATPOWER 5.1.

MatACDC es una ampliación de MATPOWER 5.1, pues tomando su base implementa el modelado de redes de corriente continua y su conexión a sistemas de corriente alterna mediante convertidores HVDC-VSC [4]. Al igual que MATPOWER 5.1 permite la creación y modificación de los distintos elementos que componen una red de corriente continua.

Ambos programas permiten la simulación de contingencias en las distintas redes presentes en el modelo, lo cual debido al objetivo principal de este trabajo era un requisito indispensable.

1.5 Estructura de la memoria

A continuación se ofrece una relación con el contenido de los capítulos que componen este trabajo.

- Capítulo 2, tecnología HVDC. Se presenta la tecnología HVDC, exponiendo tanto sus principales ventajas y desventajas frente a la tecnología HVAC, como los distintos modelos de convertidores HVDC, centrándonos en los convertidores HVDC-VSC, que serán los empleados en las simulaciones.
- Capítulo 3, métodos de control de convertidores. En este capítulo se explicarán los diversos modos de trabajo que determinan el funcionamiento de los convertidores, así como los modos en los que estos regulan el funcionamiento de las redes a las que se conectan.
- Capítulo 4, casos de estudio. Se dan a conocer los dos sistemas que serán sometidos a simulación de contingencias, explicando su topología, los principales datos de interés (elementos, niveles de tensión, carga máxima por líneas), así como las simulaciones que se llevarán a cabo.
- Capítulo 5, análisis de resultados. Se analizan los datos obtenidos tras las simulaciones. El análisis se centra en las simulaciones que generen datos adversos, con el objetivo de presentar posibles soluciones (desde el punto de vista del control ejercido por los convertidores) y en el caso de que no se pudieran hallar dichas soluciones, tratar de hallar la causa del fallo, ya sea por limitación de

la red, del control implementado o por la severidad de la contingencia simulada. Al final de las simulaciones sobre cada caso de estudio se incluirán unas conclusiones sobre las mismas.

- Capítulo 6, conclusiones finales y trabajos futuros
- Bibliografía.
- Anexo 1, breve explicación del software MatACDC.
- Anexo 2, elementos del sistema AC del caso de estudio 2
- Anexo 3, se incluyen resultados adicionales de las simulaciones realizadas en el trabajo, no incluidas en el capítulo 5 al no aportar información útil a los análisis realizados.

Capítulo 2

Tecnología HVDC

2.1 Introducción

Actualmente, existen dos modos de transmisiones en la energía eléctrica, la HVAC (*High Voltage Alternating Current*) y la HVDC (*High Voltage Direct Current*), si bien la HVAC ha sido y de momento sigue siendo la más empleada, la tecnología HVDC nunca ha dejado de ser desarrollada.

Esta tecnología ha estado en uso durante más de 50 años, el primer enlace con HVDC se realizó en 1954, entre la isla de Gotland y Suecia, se empleó un cable submarino de 100 km de longitud, capaz de transportar 20 MW a una tensión de 100 kV [5].

Los convertidores HVDC tienen el siguiente funcionamiento: una red AC se conecta a un transformador que ajusta la tensión a un nivel determinado y pasa a un convertidor que funciona como rectificador, al salir de éste, la energía está en DC, por lo que es independiente de la frecuencia (una de las principales ventajas de estos enlaces). Una vez que la energía es transportada la distancia deseada, sufre el proceso inverso; se transforma en energía en AC mediante un convertidor inversor, se eleva su tensión y se conecta de nuevo a una red AC.

Pese a ser plenamente funcional, esta tecnología nunca se ha dejado de desarrollar, y hoy en día sigue siendo objetivo de investigación y mejoras, buscando potenciar y optimizar su diseño y funcionamiento, trabajando en los diferentes elementos que la componen tales como la electrónica de potencia o los cables de transmisión DC.

Este capítulo mostrará diversos aspectos de la tecnología de convertidores HVDC, tales como sus ventajas y desventajas frente a la HVAC, sus componentes y distintos modos de conexión.

2.2 Tecnología HVDC: Ventajas y desventajas

Las principales ventajas de emplear un sistema de HVDC frente a uno de HVAC o de emplear enlaces HVDC, quedan recogidas en la siguiente lista [5, 6, 7]:

- En AC la inductancia y capacitancia inherente a los cables aumentan las corrientes que circulan por ellos. Ésta característica aumenta con la distancia, de modo que a mayor longitud de cable, mayores pérdidas por el mismo (Figura 2.1), limitando la capacidad de transmisión de potencia de las líneas. La DC no se ve afectada por la inductancia y capacitancia de las líneas, por lo que las pérdidas para los cables DC son menores que para los cables AC para las largas distancias.
- La tecnología HVDC hace posible la conexión asíncrona entre parques eólicos marinos y las redes en tierra firme. Como el enlace DC desacopla los sistemas, las frecuencias y fases a ambos lados de la conexión no necesitan estar sincronizadas.
- Los fallos, como los huecos de tensión en red, no causan efecto directo en los generadores offshore, lo que nos da una mayor flexibilidad a la hora del diseño de la red.
- En el caso de los convertidores HVDC-VSC (*High Voltage Direct Current-Voltage Source Converter*), podemos controlar independientemente la potencia activa y la reactiva, por lo que aumenta el control sobre la frecuencia de la red.
- Esto también permite controlar la tensión tanto en el lado de DC como en el de AC, lo cual supone una característica muy útil cuando el sistema está conectado a una red AC débil
- A diferencia de la HVAC, la HVDC no aumenta la potencia de cortocircuito del sistema AC al que se conecta.

La primera ventaja enumerada supone un factor económico de diseño muy importante a la hora de planificar los enlaces HVDC o de cara a la creación de una futura superred europea, pues implica hallar el punto en el que las pérdidas producidas por el transporte de la energía AC superan a los costes que suponen construir las estaciones conversoras HVDC para la conexión con el sistema en DC.

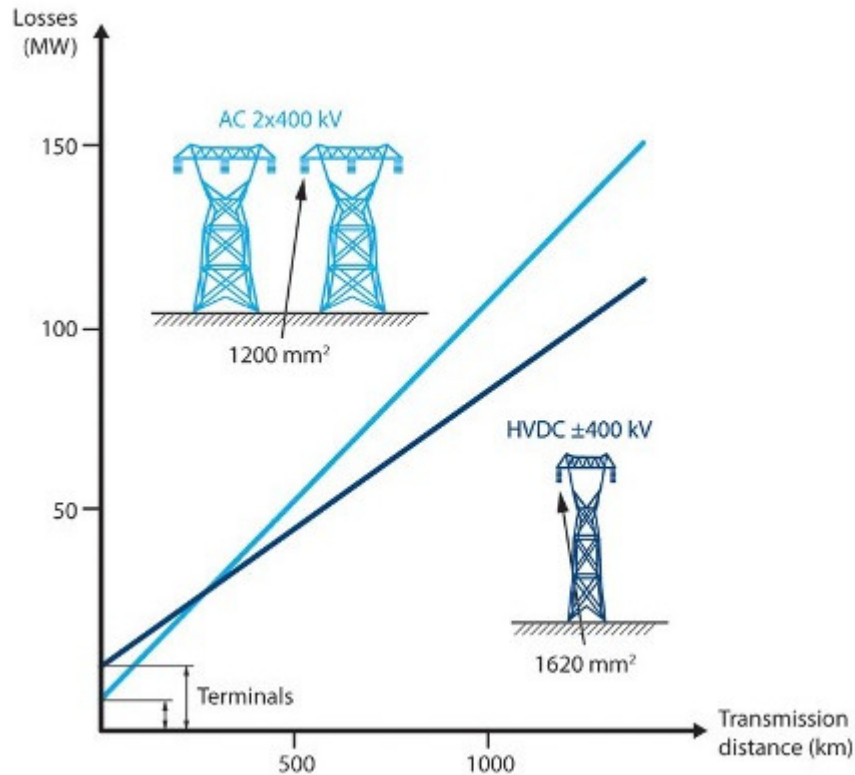


Figura 2.1. Evolución de las pérdidas por las líneas con la distancia [8].

Otra ventaja de emplear DC en el transporte de potencia eléctrica es la propia naturaleza de la DC y la AC. La corriente continua no tiene contenido armónico, por lo que no es necesario diseñar el tendido eléctrico manteniendo distancia de seguridad entre fases para evitar interferencias, lo cual además de reducir el impacto visual, supone un abaratamiento de las torres del tendido aéreo.

Así, pese a que los costes de instalación de un sistema de transmisión HVDC son mayores que los de uno HVAC, debido principalmente a los equipos que son necesarios instalar (estaciones convertoras, transformadores, etc.), existe una distancia mínima para la cual las pérdidas de potencia que se dan en las líneas de AC superan los costes iniciales de la instalación HVDC.

En cables terrestres o submarinos la distancia mínima suele ser de unos 40 km, aproximadamente, mientras que en líneas aéreas se sitúa entre los 500 y 800 km. Estos valores pueden variar, puesto que los costes dependen a su vez de diversos factores no tecnológicos ni eléctricos, tales como el emplazamiento del proyecto, tasas por la construcción de las instalaciones y la compra de terrenos, etc.

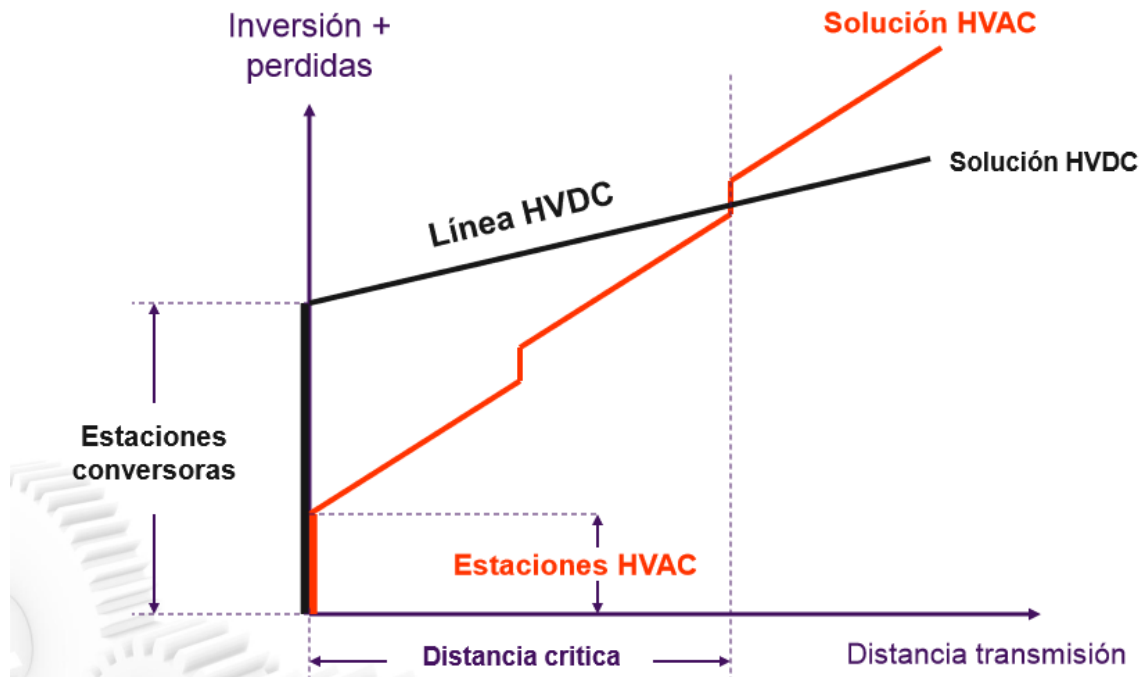


Figura 2.2. Comparación de costes HVAC-HVDC [6].

La Figura 2.2 nos muestra cómo evolucionan los costes de instalar uno u otro sistema con la distancia de las líneas. Observamos que llega un punto (distancia crítica) en la que los costes de la solución HVAC superan los costes de la solución HVDC, y a partir de dicho punto es económicamente rentable un sistema de transmisión HVDC.

Los costes de mantenimiento también son menores para las líneas DC, disponen de menor aparamenta, el tamaño de las torres es menor y tan sólo son necesarios dos cables para la transmisión, mientras que el mantenimiento de las estaciones conversoras y las instalaciones de las mismas superan a los costes de las instalaciones de AC, lo cual supone una desventaja a la hora de instalar transmisiones HVDC y hacen necesario un estudio económico detallado del sistema y elementos que se desean instalar.

2.3 Componentes del sistema HVDC

A pesar de que cada modelo de convertidor HVDC difiere según el fabricante que lo diseñe, todos llevan los mismos componentes fijos que posibilitan su funcionamiento, que son los siguientes [9]:

- Convertidor Rectificador (AC/DC)
- Convertidor Inversor (DC/AC)
- Transformadores
- Filtros AC y DC
- Líneas de transmisión

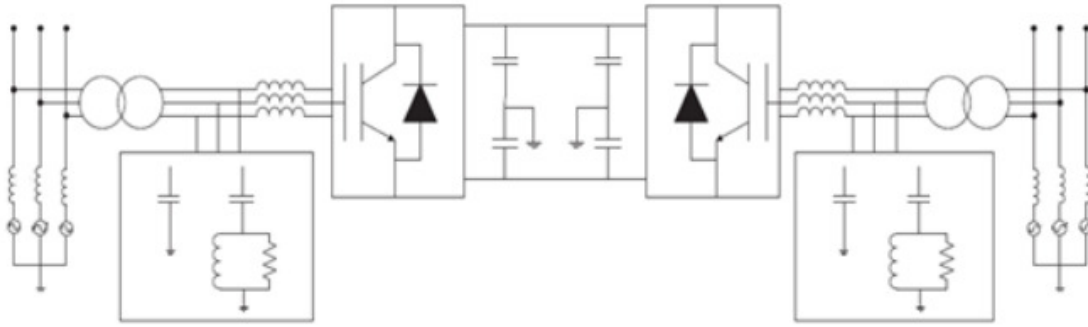


Figura 2.3. Esquema constructivo de un enlace HVDC [9].

- Convertidores rectificadores(AC/DC) e inversores(DC/AC):

Se instalan al principio y al final del sistema DC, en primer lugar el rectificador a la entrada al sistema, que transforma la corriente de alterna a continua, y el inversor al final del sistema, que hace la transformación inversa.

Es uno de los elementos principales y el más importante, ya que sin él no se puede producir el cambio de señal AC-DC, su buen funcionamiento es determinante para el buen funcionamiento del sistema y es uno de los elementos que está en constante desarrollo, con el objetivo de conseguir conversiones cada vez más eficaces y el avance de la tecnología HVDC.

- Transformadores:

El sistema dispone de dos transformadores, uno antes del rectificador y otro después del inversor, ambos en la red de alterna, cuya función es adecuar la tensión de la red AC a la red DC en la entrada del convertidor y la operación inversa a la salida del mismo.

- Líneas de transmisión:

Las líneas de este sistema son de DC, por lo que sólo son necesarias dos líneas por fase para la transmisión, frente a las 3 líneas necesarias en AC si bien las distancias entre líneas debe ser mayores que en DC, ya que ésta depende de la diferencia de tensión entre la fase y tierra en DC y a la diferencia de tensión entre líneas.

La necesidad de menos cables en la transmisión HVDC frente a la HVAC hace que las torres de transmisión HVDC sean de menor tamaño, provocando así un menor impacto medioambiental.

Las líneas de transmisión pueden ser subterráneas, submarinas o aéreas, siendo éstas las que más se instalan actualmente.

De los 70 GW de capacidad de transmisión HVDC instalados actualmente, el 12% son líneas subterráneas o submarinas y el 88% restante líneas aéreas.

Los cables para transmisión HVDC más usados actualmente son: cables de papel impregnado (*MI, Mass Impregnated*), cables de aceite (*OF, Oil Filled*), cables XLPE (*Cross-Linked polyethylene*), cables PPLP (*Polypropylene Laminated Paper*) y cables de extruido para VSC [7, 9].

- Filtros AC-DC:

Entre cada transformador y convertidor observamos que existen filtros AC-DC.

Los filtros AC tienen como función, tanto absorber los armónicos generados por las convertoras, como suministrar el déficit de potencia reactiva que se pueda dar para que sea posible el proceso de conversión.

Los filtros DC suelen ser filtros de paso bajo, cuyo objetivo es ayudar a reducir el contenido AC en la señal DC y al mismo tiempo absorber armónicos de distintos órdenes.

2.4 Tecnología HVDC

Existen dos tecnologías principales HVDC, la LCC (*Line-Commutated Converter*) y la VSC (*Voltage Source Converter*).

2.4.1 HVDC-LCC

Siendo éstos los convertidores HVDC más antiguos y convencionales, su característica principal es que basan su funcionamiento en circuitos semiconductores tales como tiristores o SCR (*Silicon Controlled Rectifier*).

Esta tecnología presenta una serie de desventajas, la principal es que la corriente que circula por los tiristores siempre lo hace con el mismo sentido, algo que planteado en un sistema multiterminal, con cambios constantes en el flujo de potencias que circula por él, hace que la operación en el sistema con esta tecnología sea inviable, dado que para cada cambio en el sentido de flujo de la potencia deberíamos cambiar la polaridad del circuito DC.

Los semiconductores empleados en los LCC sólo permiten controlar el encendido, no el corte, por lo que tan sólo valen para controlar la potencia activa y no la reactiva. Para controlar esta última, es necesario disponer de bancos de condensadores que suministren la demanda de potencia reactiva.

Como ventaja, están las altas potencias y tensiones a las que pueden operar, con una potencia aproximada de 6-8GW a unos 800kV.

2.4.2 HVDC-VSC

Esta tecnología está basada en semiconductores de potencia IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistors*), que no manejan niveles tan altos de potencia y tensión como la tecnología LCC, sino que trabajan aproximadamente a 1GW y 300kV [7] y sin embargo presentan otra serie de características que les otorga ventaja frente a los LCC [6]:

- Capacidad de conmutar a altas frecuencias, obteniendo así una respuesta rápida y dinámica, reduciendo los armónicos que maneja, con lo que se pueden redimensionar filtros más pequeños, ligeros y baratos.
- Control independiente de las potencias activa y reactiva.

- No es necesario el uso de elementos electrónicos externos para controlar la conmutación de los semiconductores (en los LCC sí son necesarios).
- La conmutación de los convertidores no necesita la referencia de tensión de la red eléctrica.
- Debido a la característica anterior, estos convertidores pueden modular señales de tensión trifásicas como si fuesen generadores, aún cuando la red AC haya tenido fallos.
- Permite integrarse en redes AC lo que aumenta su estabilidad y capacidad de transmisión.

Todas estas características hacen que sea más atractiva la instalación de tecnología VSC que LCC, ya que mejoran la calidad de potencia y estabilidad de la red eléctrica, permiten realizar enlaces con redes pasivas (sin generación) y la interconexión entre líneas de transmisión de AC ya existentes, sean síncronas o asíncronas.

Sin embargo, no existe una tecnología perfecta y los convertidores HVDC-VSC presentan una serie de desventajas en su aplicación:

- Altas pérdidas, derivadas de las altas frecuencias a las que conmutan los elementos que componen los convertidores.
- Estas mismas frecuencias generan problemas de interferencias electromagnéticas y compatibilidad electromagnética (EMI/EMC).
- Los cables empleados deben ser diseñados especialmente con características que los hagan menos vulnerables a las faltas en las líneas de transmisión.

Con todo, la característica más importante de los convertidores HVDC-VSC es la capacidad que tienen de trabajar a muy alta potencia, y al mismo tiempo, controlar sus características según lo necesite el sistema, lo que aporta una gran flexibilidad a la hora de diseñar redes eléctricas.

2.5 Modos de transmisión HVDC

Dentro de cada estación convertidora se pueden conexionar más o menos convertidores.

El número de los mismos que estén conectados y la forma en la que estén conectados, da lugar a distintos modelos de transmisión, los cuales presentaremos a continuación [7].

2.5.1 Conexión monopolar

Es la conexión más simple y económica de todas. Emplea un sólo conductor para transmitir la energía entre las estaciones convertidoras. Dicha conexión realiza el retorno mediante electrodos conectados a las estaciones conversoras. La Figura 2.4 presenta un esquema simplificado de este tipo de conexión.

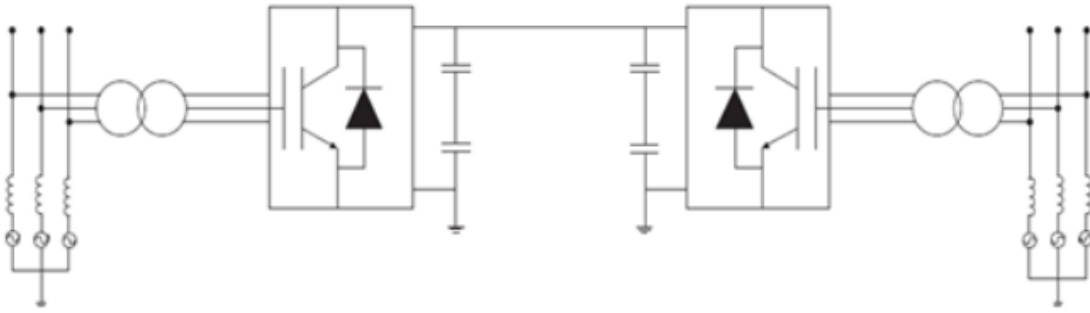


Figura 2.4. Esquema de enlace HVDC-VSC con conexión monopolar [9].

Se emplea cuando se conectan sistemas separados por grandes distancias, cuando la no instalación del cable de retorno puede suponer un importante ahorro.

2.5.2 Conexión bipolar

La conexión bipolar consta de dos conexiones monopolares independientes, teniendo dos convertidores y dos cables por polo, de tal manera que una hace de polo positivo y la otra de polo negativo, como se muestra en la Figura 2.5. Al mismo tiempo como los puntos de conexión entre cada grupo monopolar están conectados a tierra en cada uno de los extremos, esto permite que la estación continúe funcionando independientemente de que alguno de ellos falle.

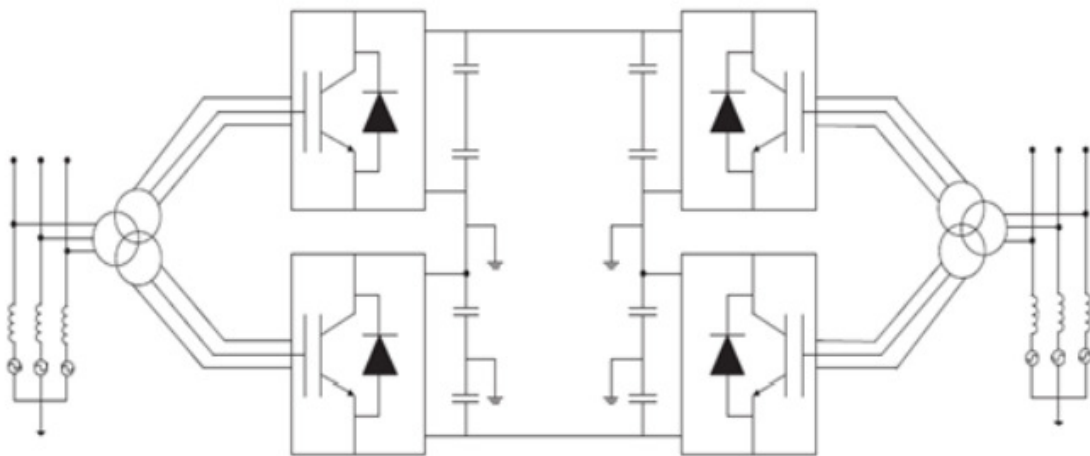


Figura 2.5. Esquema de enlace HVDC-VSC con conexión bipolar [7].

Además de la capacidad de esta conexión de seguir operando a pesar de que algún convertidor falle, también es capaz de manejar niveles de potencia superiores a la conexión monopolar.

Actualmente es la conexión más empleada en sistemas HVDC basados en líneas aéreas.

2.5.3 Conexión back-to-back

Se emplea principalmente cuando se desean enlazar sistemas que operan a distintas frecuencias (asíncronos). Como la conexión se realiza dentro de la propia estación, esta conexión no necesita líneas de transmisión entre los distintos equipos de potencia que la componen (inversores y rectificadores). En la Figura 2.6 se muestra una conexión de este tipo.

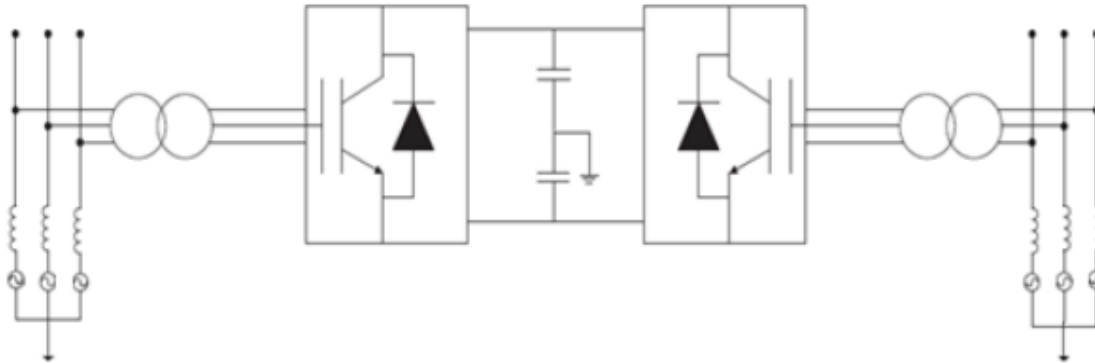


Figura 2.6. Esquema de enlace HVDC-VSC con conexión back-to-back [9].

2.5.4 Conexión punto a punto

En esta configuración, una estación funciona como rectificadora y otra como inversora, dependiendo de la dirección del flujo de carga, pudiéndose, además, adoptar a monopolar o bipolar. Es el tipo de conexión más extendido para HVDC, empleándose, generalmente, para conectar dos subestaciones cuando la conexión HVAC no es posible, ya sea desde el punto de vista técnico o económico o ambiental. También se emplea para conectar cargas mediante cables submarinos de cargas aisladas, como sistemas insulares, plataformas de alta mar o generadores eólicos offshore.

2.5.5 Conexión multiterminal

Se emplea cuando se conectan tres o más subestaciones a un sistema HVDC, existiendo tres tipos, en función de cómo se conectan las subestaciones:

- Conexión en paralelo: Mediante esta conexión todas las subestaciones se encuentran conectadas a una misma tensión, tal y como se muestra de manera detallada en la Figura 2.7. Se utiliza principalmente cuando las subestaciones operan al 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras.
- Conexión en serie: En este caso, cada subestación se encuentra a una tensión diferente, hay que tener en cuenta el rendimiento de cada una y que las caídas de tensión en cada subestación afectará a la tensión nominal de la red.
- Conexión mixta: Como su propio nombre indica, permite tanto la conexión en paralelo como en serie (Figura 2.8 (c)).

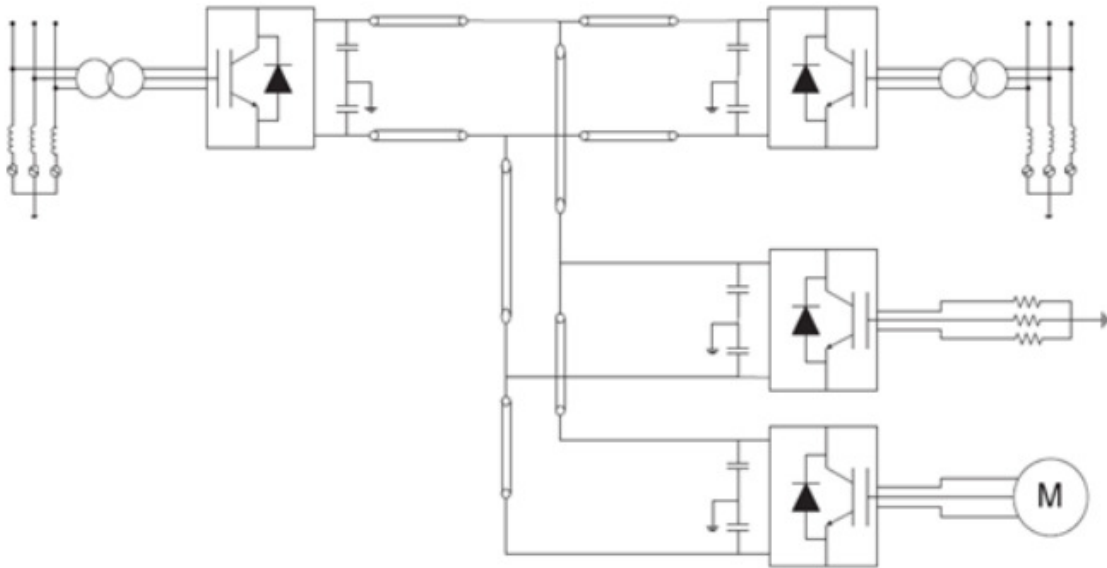


Figura 2.7. Esquema de enlace HVDC-VSC multiterminal, con conexión en paralelo [9].

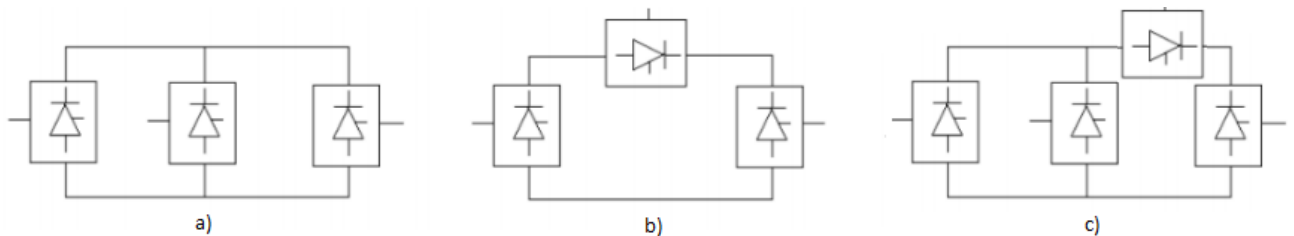


Figura 2.8. Esquema de distintas conexiones multiterminal:

a) Conexión paralela. b) Conexión en serie. c) Conexión mixta.

2.5.6 Conexión unitaria

Este método se emplea cuando la transmisión de energía por medio de líneas de DC se realiza en el mismo punto de generación. En esta conexión, el generador y el rectificador están conectados por lo que la generación se considera DC, de tal manera que se consigue energía en cada momento a una frecuencia que no es necesariamente la de la red.

Se utiliza principalmente para conectar al sistema generadores eólicos o hidroeléctricos asíncronos, donde es posible alcanzar la máxima eficiencia de las turbinas, ya que independientemente de la velocidad de giro de éstas, el inversor se encarga de entregar a la red la señal de tensión a la frecuencia fundamental de 50 o 60 Hz. En este aspecto, son similares a los enlaces back-to-back, con un lado a frecuencia fija (el lado que se conecta al sistema) y otro a frecuencia variable (generador).

Capítulo 3

Métodos de control de convertidores HVDC-VSC

3.1 Introducción

Este capítulo se centrará en presentar y explicar los distintos modos de control mediante los cuales los convertidores interactúan y regulan el sistema, tratando tanto el modo en el que trabajan con las señales AC, como el modo en el que lo hacen con las señales DC.

3.2 Interacción con la red de AC

Una de las características más importantes de los convertidores VSC, y de las más determinantes en su elección, es la capacidad de estos aparatos de controlar de manera independiente tanto la potencia activa como la reactiva, lo que permite ejercer un mayor y mejor control sobre el sistema.

3.2.1 Control de la potencia activa

El control de la potencia activa se realiza mediante el ángulo de la tensión. El convertidor calcula el desfase entre la tensión de salida del convertidor (U_{conv}) y la que circula por la red de AC (U_{ac}) y mediante la variación de U_{conv} , se hace que trabaje como rectificador o inversor.

De esta manera, el desfase entre las tensiones marca el modo de funcionamiento del convertidor en cuestión. Si U_{conv} está adelantada a U_{ac} , el convertidor inyecta potencia y funciona como inversor, mientras que al contrario absorbe potencia y funciona como rectificador, tal y como se muestra en la Figura 3.1.

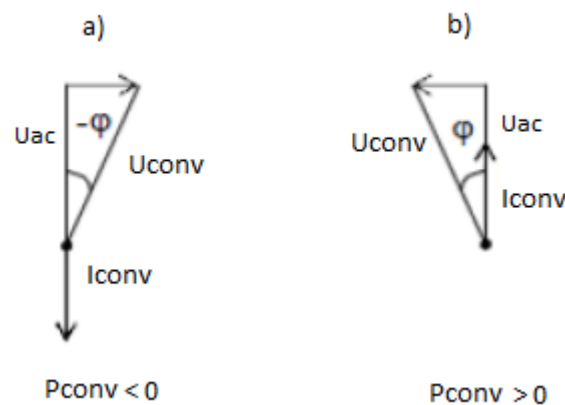


Figura 3.1. Modos de control de la potencia activa [10]:

- a) Diagrama fasorial del modo rectificador.
- b) Diagrama fasorial del modo inversor.

3.2.2 Control de la potencia reactiva

En este caso, el control por parte del convertidor se realiza mediante la amplitud de la tensión AC a la salida del convertidor, de manera que la diferencia entre la magnitud de U_{conv} y U_{ac} determina el modo en el que está funcionando el convertidor.

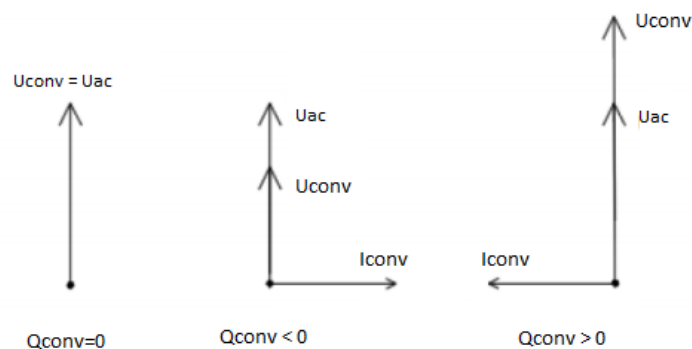


Figura 3.2. Modos de control de la potencia reactiva [10].

En la Figura 3.2, observamos cómo la diferencia entre las amplitudes de las tensiones determina el modo de trabajo del convertidor; si ambas amplitudes son iguales no hay circulación de potencia reactiva, una mayor amplitud de tensión en la red implica que el convertidor absorbe potencia reactiva y funciona en modo inductivo, mientras que una mayor amplitud de la tensión a la salida del convertidor implica la inyección de potencia reactiva al sistema, es decir, el funcionamiento en modo capacitivo del convertidor.

3.3 Interacción con la red DC

El sistema DC empleado en las simulaciones se ha modelizado como una red resistiva, a la que se inyecta corrientes y tensiones de DC en sus diferentes nudos [4].

Los convertidores ejercerán control sobre el sistema en la medida en la que puedan controlar las tensiones de los nudos de DC. Para ello, trabajarán variando o bien la corriente que pasa por ellos o bien la potencia que inyectan al sistema, dependiendo de la base de control en la que estén configurados.

3.4 Modos de control de los convertidores en el lado de DC

Existen dos categorías en el modo en que los convertidores HVDC-VSC ejercen control sobre el lado DC, una es el modo de control que ejerce cada convertidor en los nudos a los que está conectado, este se denominará a partir de ahora control de convertidores, y principalmente, depende de los parámetros con los que cada convertidor ha sido configurado y la otra es el control de la red, el modo que ejercen control sobre el sistema de manera global. En los siguientes puntos se presentaran estos modos.

3.4.1 Control de convertidores

A continuación se describen los distintos métodos de control de los convertidores.

3.4.1.1 Control basado en la corriente

En un control de este tipo se emplea una relación I-V para controlar la tensión DC. La principal ventaja de este tipo de control, es la relación lineal entre tensión y corriente, una desviación en la tensión provoca una desviación proporcional en la corriente. Como la tensión está relacionada con la carga o descarga del sistema DC, este control es lineal para todas las desviaciones de tensión del sistema. Dada esta relación lineal I- V, las curvas P-V serán no lineales, más concretamente, serán parabólicas.

El control basado en la corriente reacciona inmediatamente a la dinámica de la red DC, la carga del sistema afecta directamente en la relación I-V, y dado que tenemos la unidad real de resistencia, Ω , este control es muy intuitivo desde un punto de vista físico, ya que trabajamos con las mismas unidades físicas que definen las impedancias de las líneas de DC.

3.4.1.2 Control basado en la potencia

El método alternativo al control basado en la corriente, es el control basado en la potencia. Este se expresa en términos de potencia activa, y en esta ocasión la relación lineal es entre potencia y tensión.

El control basado en la potencia muestra curvas de control no lineales (hiperbólicas), de hecho el control de la tensión DC no es lineal, lo cual justifica dicho comportamiento.

Este control es muy intuitivo desde el punto de vista de la potencia del sistema, donde en ocasiones el dato de interés es el nivel de transmisión de potencia. Esto es similar al control por frecuencia de la potencia en sistemas AC. La relación P-V debe medirse en una unidad física, que suele ser $1/A$ o Ω/V , la cual no tiene un significado físico propiamente dicho.

Una ventaja de este control, es que se puede integrar sin complicaciones en los métodos de control vectorial actuales, donde funciona perfectamente con los métodos de cuadratura dq, que son empleados en los convertidores HVDC-VSC.

3.4.1.3 Límites del sistema y de los convertidores

Existen varios límites en el control de convertidores HVDC-VSC. A continuación se explican brevemente los tres más restrictivos [11].

- Límites de tensión DC: La tensión está limitada tanto superior como inferiormente. El límite superior viene determinado por los aislamientos de los elementos presentes en el sistema. El límite inferior es más complejo de definir y suele estar dado por limitaciones en el índice de modulación o bien por la tipología y el modo de control de los convertidores implementados, sin embargo, éste no es el tema de estudio en este trabajo.
- Límite de potencia: La potencia activa tiene un límite superior, a causa de la corriente límite de los semiconductores, que como es lógico también limita la potencia y la corriente en el sistema AC.
- Límite de corriente DC: La corriente está restringida por un límite superior, dado por el nivel de corriente de los diversos equipos de DC conectados. Como este límite depende de los equipos conectados no existe un valor determinado para el límite de corriente DC, como regla general se suele alcanzar antes el límite de tensión que el de corriente.

A continuación se muestra la Figura 3.3, donde se representan las curvas de los diferentes límites en función del tipo de control implementado (corriente o potencia). Para que las gráficas de este capítulo fueran visualmente más fáciles de interpretar, se han empleado valores que no representan límites reales de convertidores HVDC.

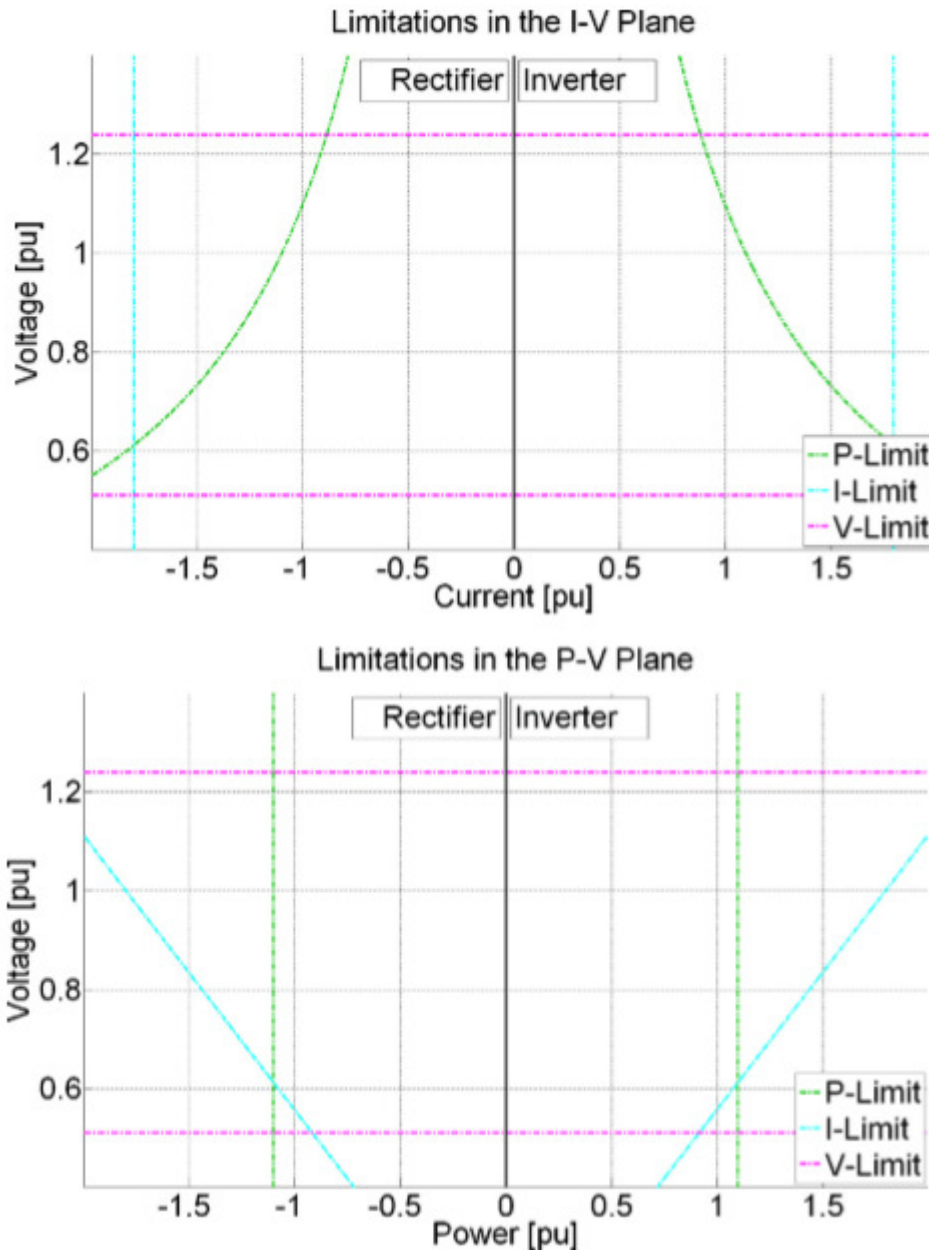


Figura 3.3. Límites de los convertidores en función del modo de control, gráfica superior control basado en corriente, gráfica inferior control basado en potencia [11].

3.4.2 Estrategias de control básicas

En este punto se presentarán los distintos modos de control, tanto para control basado en corriente, como para el basado en potencia.

Realizar este control tiene una complicación, y es que las tensiones en la red DC sufren variaciones derivadas por el flujo de potencias de la propia red DC. Para corregir esto, la tensión de punto de trabajo de cada convertidor debe ser la adecuada (probablemente diferente para cada convertidor), con el objetivo de sufrir el menor número posible de desviaciones en los valores de las tensiones.

3.4.2.1 Control Droop

Este modo de control crea una relación proporcional entre la tensión y la base de control del convertidor (corriente o potencia), tal y como se muestra en la Figura 3.4.

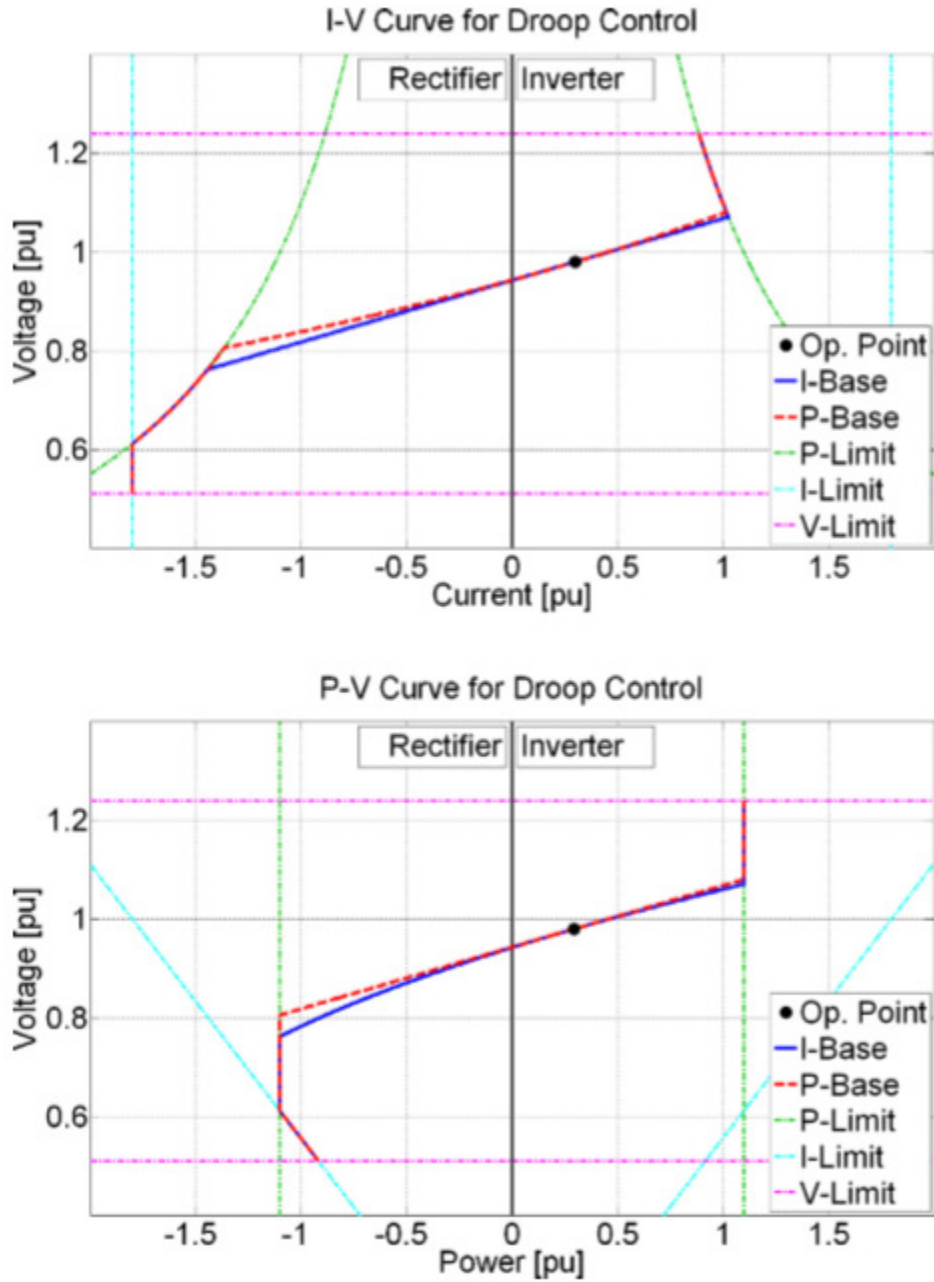


Figura 3.4. Curvas de control droop. Gráfica superior control basado en corriente, gráfica inferior control basado en potencia [11].

A continuación, se darán las ecuaciones que determinan este modo de control, donde " k " es la constante de droop. La base de control se indicará mediante el subíndice I (corriente) o P (potencia) y el subíndice " ref " indicará la tensión, corriente o potencia del punto de trabajo.

Las desviaciones de tensión y de corriente cumplen las siguientes relaciones:

$$\Delta V = V - V_{ref} \quad (1)$$

$$\Delta I = I - I_{ref} \quad (2)$$

$$\Delta P = P - P_{ref} \quad (3)$$

La relación de droop para base de corriente se puede escribir como:

$$\Delta I_I = \frac{1}{k_I} \Delta V \quad (4)$$

La ecuación (4) se puede reescribir en términos de potencia, lo que da lugar a una ecuación que genera una curva parabólica.

$$\Delta P_I = \left(\frac{V_{ref}}{k_I} + \frac{P_{ref}}{V_{ref}} \right) \Delta V + \frac{1}{k_I} \Delta V^2 \quad (5)$$

De manera similar que para el control basado en corriente (4), cuando su base es la potencia, la relación de droop es:

$$\Delta P_P = \frac{1}{k_P} \Delta V \quad (6)$$

De manera similar a la ecuación (4), la ecuación (6) se puede reescribir en función de la corriente, dando lugar a una ecuación que describe una hipérbola.

$$\Delta I_P = \left(\frac{1}{k_P} + I_{ref} \right) \frac{\Delta V}{\Delta V + V_{ref}} \quad (7)$$

La pendiente de la característica I-V o P-V viene dada por el valor de droop, que resulta ser la inversa de la ganancia del convertidor. La estabilidad del controlador en modo droop depende del valor de droop implementado. Si está bien diseñado, este control deriva en un sistema estable. Cuando se produce una contingencia, el convertidor realiza una acción de control proporcional a dicha contingencia, cuyo resultado es desviación equilibrada en todo el sistema respecto a la tensión de referencia [11, 12].

3.4.2.2 Control a flujo constante

El control a flujo constante se traduce, en este caso, a control a corriente o potencia constante, dependiendo de la base de control empleada. Su comportamiento se puede representar como un segmento vertical en la gráfica I-V ó P-V, tal y como se muestra en la Figura 3.5.

Este control se implementa mediante un controlador PI, para garantizar que la corriente o la potencia (dependiendo de la base escogida) se mantenga idéntica a su valor de referencia.

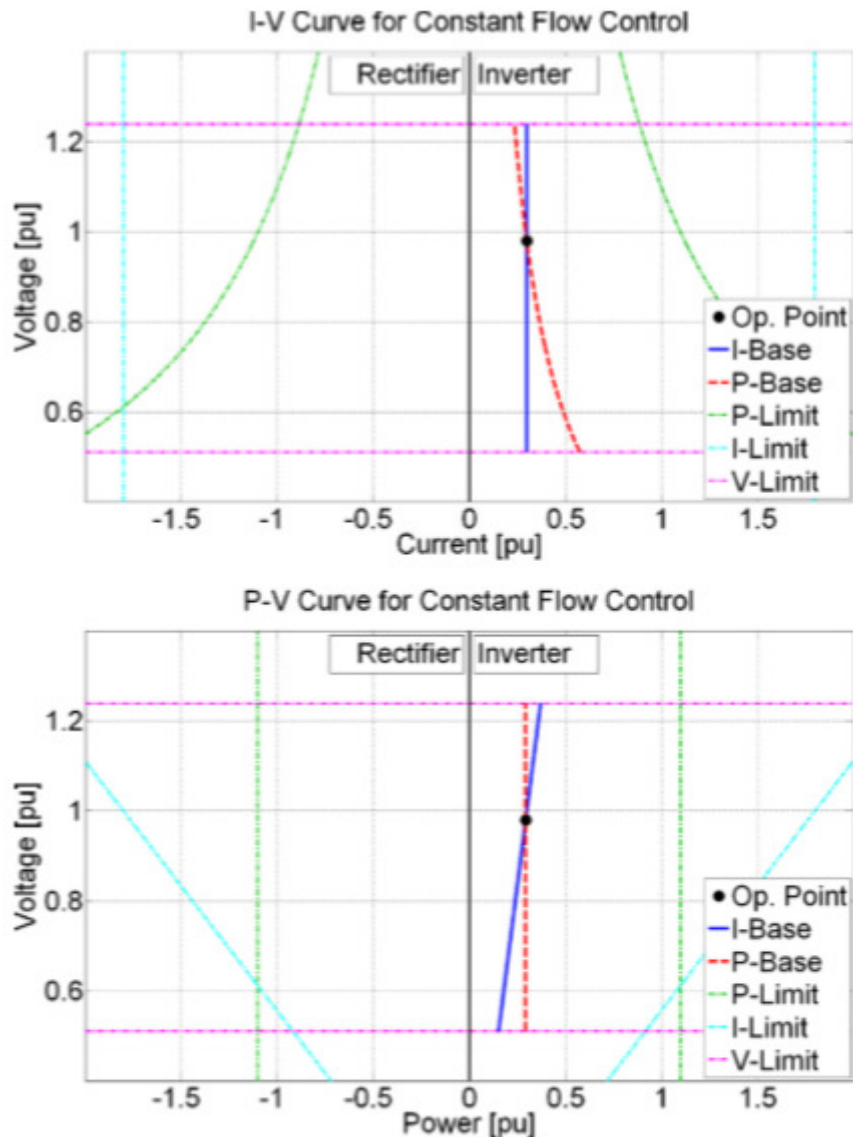


Figura 3.5. Control a flujo constante, en base de corriente y en base de potencia.[11].

Pese a que en esta sección, este modo de control se presenta como un modo per se, se puede representar como un caso límite del control en modo droop, puesto que se puede obtener al darle al convertidor un valor infinito a la constante de droop, de manera que los valores de corriente/potencia no variarán a pesar de las variaciones que sufra la tensión DC. En este modo de control, el convertidor tratará de mantener la inyección de corriente/potencia constante, independientemente del valor de tensión en cada nudo DC.

3.4.2.3 Control Slack o a tensión constante

Este método mantiene el valor de la tensión constante en cada nudo, de manera que su comportamiento puede ser representado como una línea horizontal en las gráficas I-V y P-V, como se muestra en la Figura 3.6.

Este control implica que la tensión de referencia y la tensión de trabajo del convertidor son la misma.

Al igual que con el modo de control a flujo constante, este modo se puede representar como un caso límite del modo droop, en el que la constante de droop toma valor cero. En este caso, el control se limita a mantener la tensión en el valor del punto de trabajo preconfigurado en el convertidor. Observamos que las curvas de comportamiento que obtenemos son idénticas, independientemente de la base que hayamos escogido para el control.

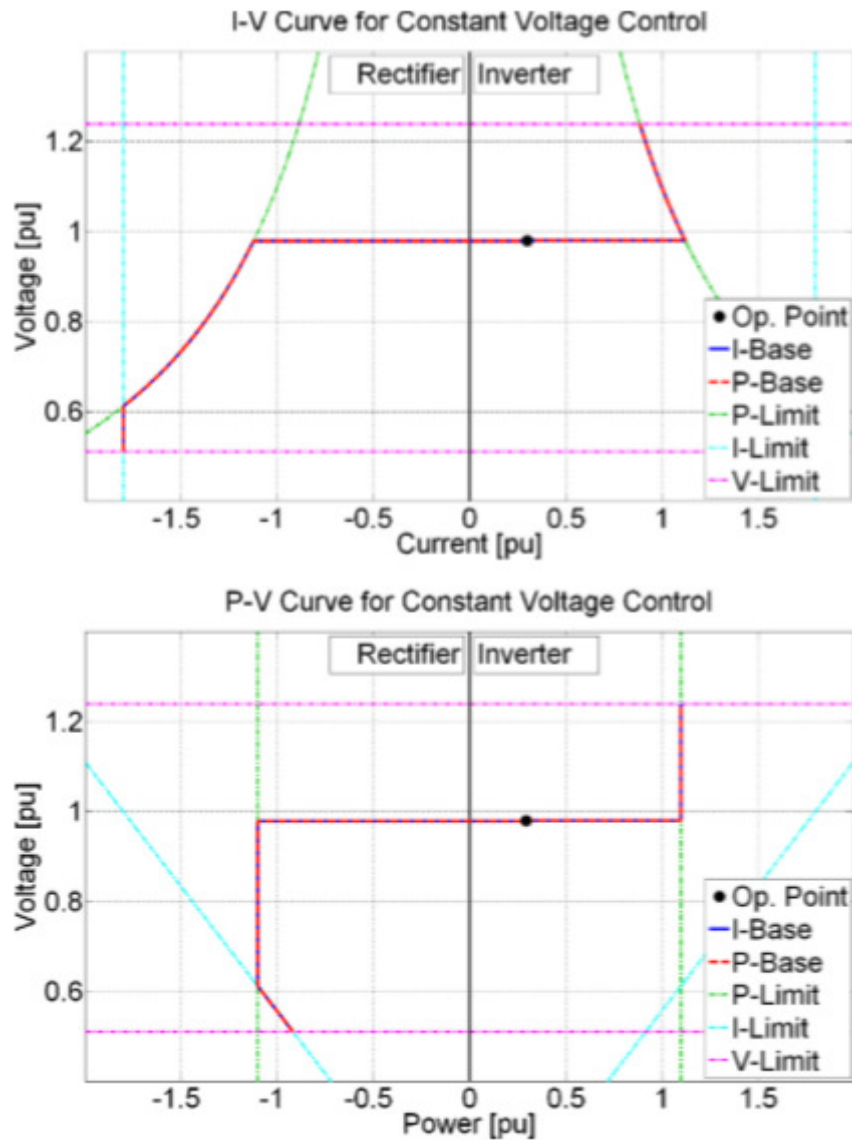


Figura 3.6. Control Slack o control a tensión constante, en base de corriente y en base de potencia [11].

3.4.3 Estrategias de control avanzadas

Estas estrategias se refieren a métodos de control más complejos, que dependen de más de una variable, con comportamientos no lineales, o más concretamente lineales a trozos.

Los métodos aquí presentados también muestran un comportamiento dinámico, es decir, su comportamiento no es único, sino que evoluciona en función de los valores que se generan en la red a la que el convertidor está conectado.

3.4.3.1 Control con margen de tensión

Es una combinación de control a flujo constante y el control slack. Los convertidores con este modo de control, durante la operación normal ejercen control a flujo constante, siempre y cuando la tensión esté dentro de los límites de operación normal. En caso de que la tensión se desvíe más allá de dichos límites, el convertidor cambia su modo de control slack, fijando la tensión al valor límite del sistema (superior o inferior) y manteniéndolo constante en ese punto. Este comportamiento se puede ver reflejado en la Figura 3.7.

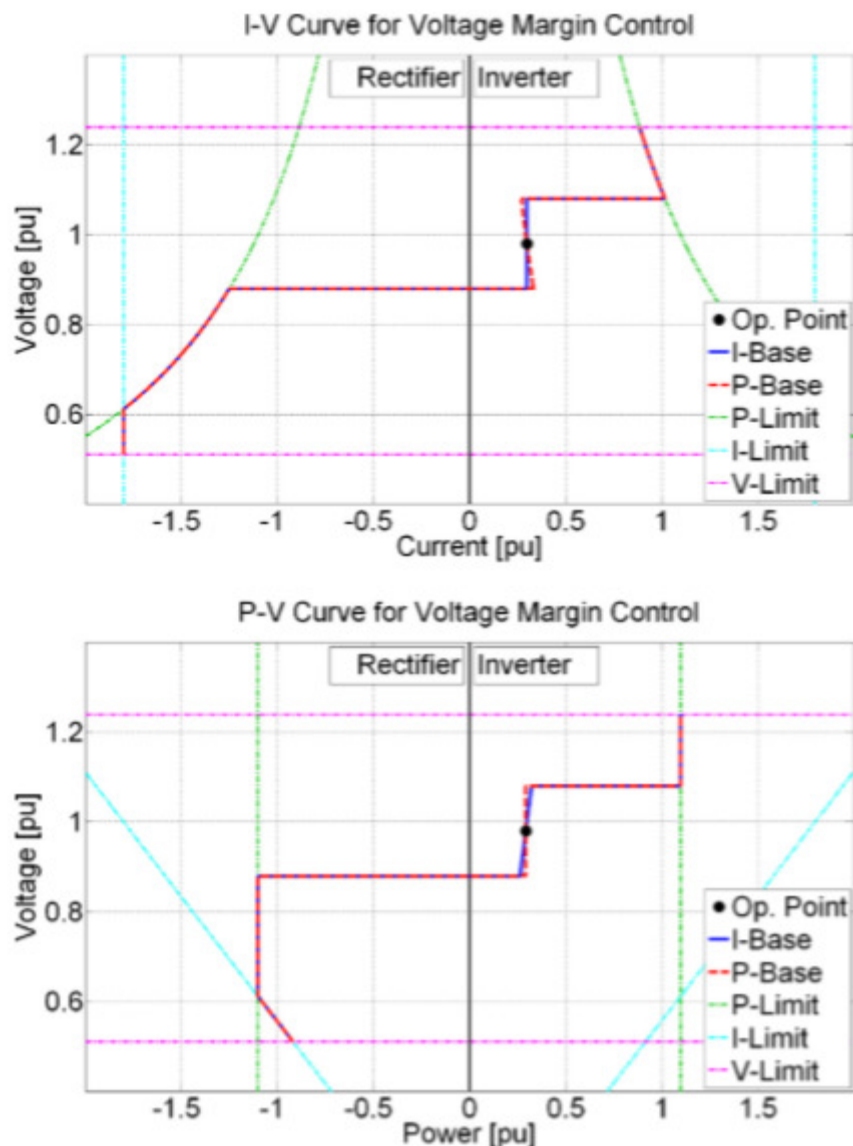


Figura 3.7. Control en modo margen de tensión, para control basado en corriente y en potencia [11].

3.4.3.2 Control droop con dead-band

Es el equivalente del control margen de tensión, pero combinando el control a flujo constante y el control droop. En este caso, como en el anterior, el controlador opera a flujo constante, siempre que la tensión esté comprendida entre unos valores de tensión determinados. El rango de estos valores recibe el nombre de dead-band. Si la tensión sale de esta dead-band, el controlador automáticamente pasa a controlar el sistema en modo droop.

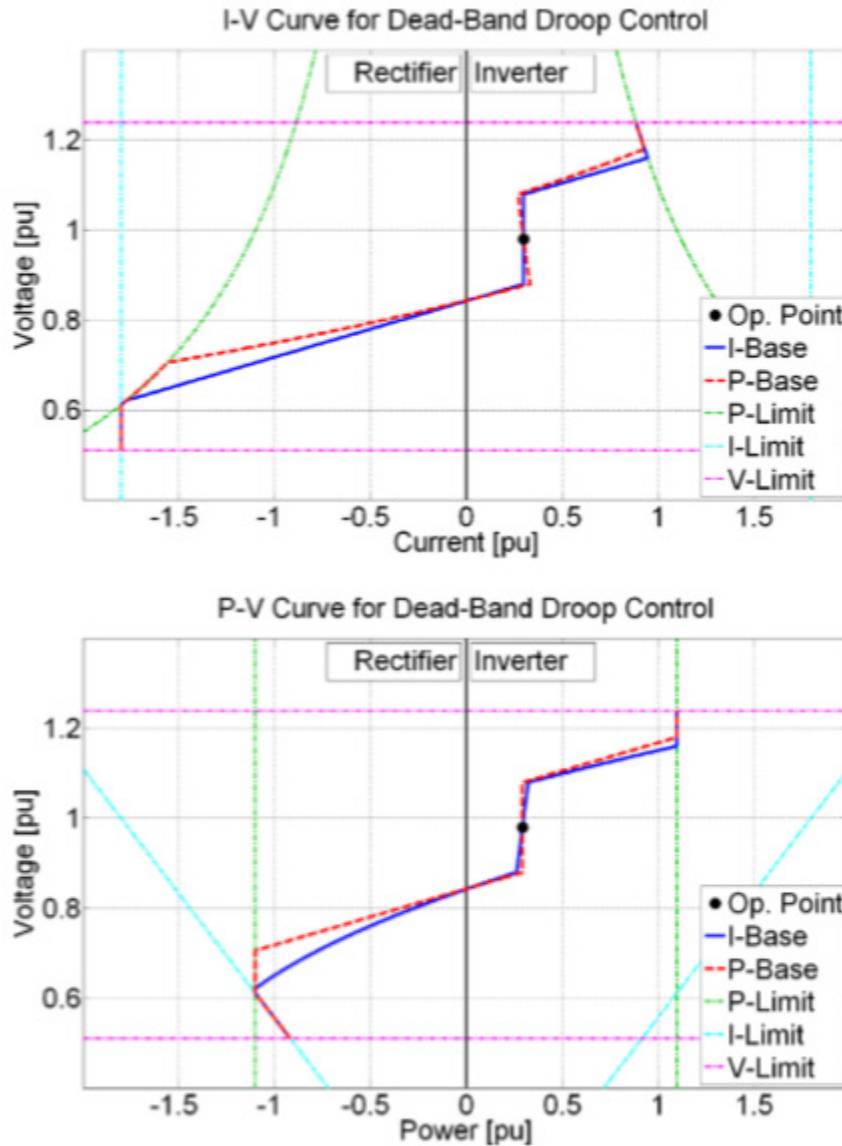


Figura 3.8. Control Droop con dead-band, para base de control en corriente y en potencia [11].

En la Figura 3.8 podemos observar las dead-band, que son los tramos verticales en las curvas de comportamiento alrededor de los puntos de trabajo. Si comparamos estas gráficas y las mostradas para el control con margen de tensión, nos damos cuenta de que este último se puede tratar como otro caso límite del control droop con dead-band, en el que la constante "k" de droop es igual a cero, haciendo que la curva de control fuera de la dead-band fuese completamente horizontal [11].

3.4.3.3 Control droop con undead-band

Está basado en el control tipo droop, tiene el mismo funcionamiento, con la diferencia de que puede distinguir entre el modo de operación normal y el modo bajo contingencia mediante dos valores diferentes de la constante de droop.

Este control ofrece la posibilidad de optimizar el funcionamiento de cada convertidor en los diferentes regímenes de operación de manera independiente, de forma que se pueda alcanzar la estabilidad en cada uno de ellos sin afectar a la estabilidad del resto.

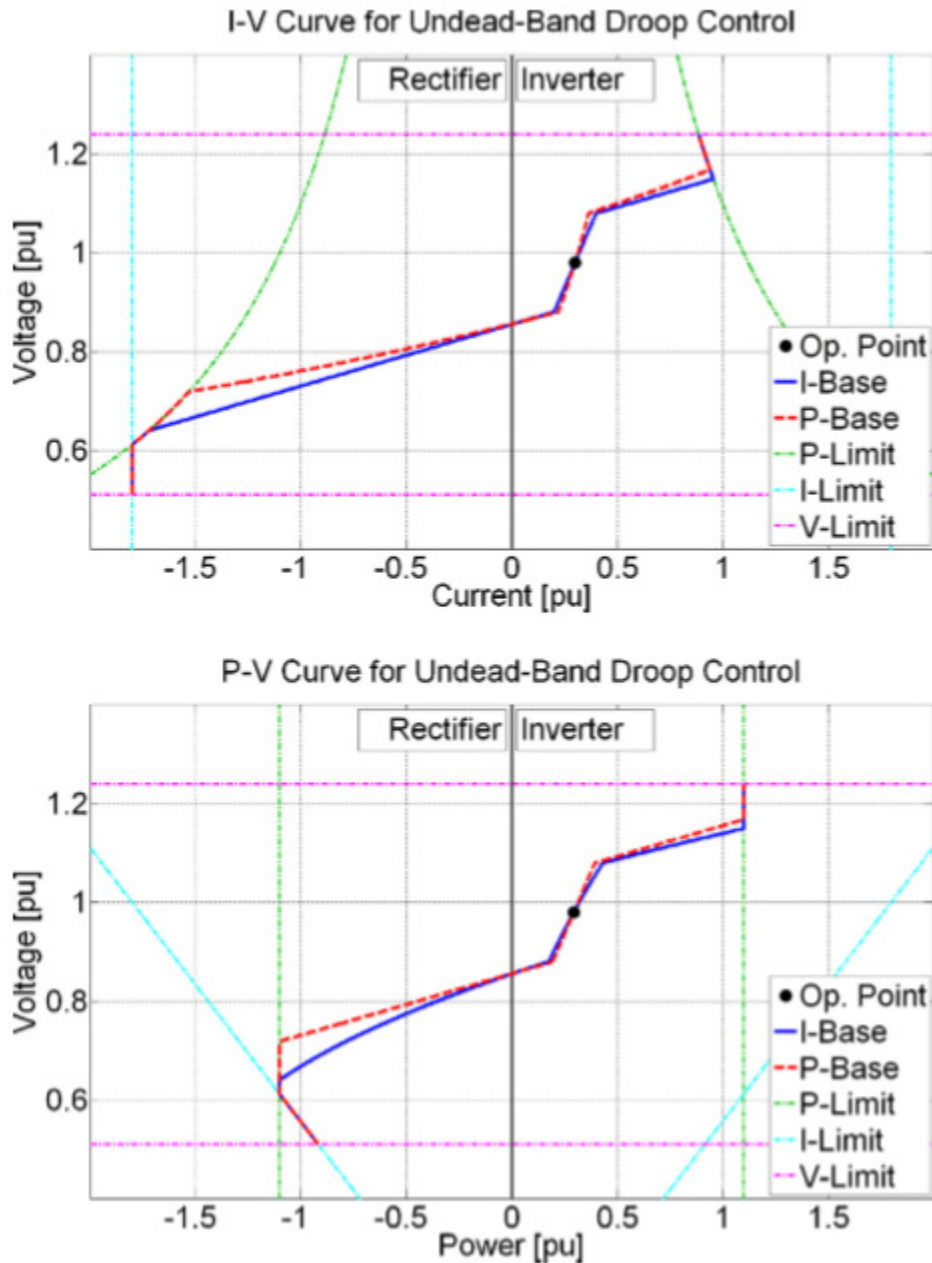


Figura 3. 9. Control droop con undead-band, en control basado en corriente y en potencia [11].

3.4.4 Estrategias básicas del control de redes

Como regla general, la tensión DC de una red se puede controlar mediante un único convertidor controlador central o mediante un control distribuido, en el que varios convertidores ejercen control simultáneamente, pero no en toda la red, sino que sólo actúan en los nudos a los que están conectados. Ahora se introducirán las distintas estrategias básicas para el control de redes, todas ellas basadas en controles presentados anteriormente en este capítulo.

3.4.4.1 Control centralizado

En esta estrategia un único convertidor determina el valor de referencia de tensión DC que deben alcanzar los nudos del sistema. En nuestro caso, emplearemos para ello convertidores en modo slack, ya que como hemos visto anteriormente fijan el valor de la tensión de los nudos a los que están conectados al valor de referencia impuesto en el sistema.

Este modo de control de la red ofrece un punto de trabajo bien definido, ya que todos los convertidores, salvo uno (el controlador), operan en sus puntos de trabajo de corriente/potencia. Debido a esto, puede mantener estable a redes relativamente grandes, bajo operación normal.

Sin embargo, dado que un único convertidor es el que tiene que corregir todas las desviaciones que se presentan en la red, este método solo resulta realmente efectivo en redes grandes cuando la fluctuación de valores se da alrededor del punto de trabajo del sistema. Por esta razón, y con el constante crecimiento de las redes eléctricas, este modo de control ha alcanzado su límite de aplicabilidad.

La mayor limitación existente en este método es la incapacidad que presenta ante contingencias severas, tal como un desequilibrio en la red superior a la capacidad del nudo slack, o la salida del sistema del nudo del convertidor en modo slack, cuando no existe un sistema de control de respaldo, lo que se traduce en dejar al sistema sin controlador y su eventual salida debido a las diversas desviaciones de tensión DC generadas por los flujos de potencia.

3.4.4.2 Control distribuido

El control distribuido se suele aplicar a grandes redes AC y es natural considerar su aplicación en el control de redes DC. Este método se implementa configurando el control de todos los convertidores de la red en modo droop.

Debido a que cada convertidor droop puede controlar tanto la tensión DC en su nudo como la corriente o potencia que inyecta a la red DC, el estado de equilibrio en la red se alcanza con un buen cálculo de los puntos de trabajo de cada convertidor (tensión, corriente y potencia), así como de su constante de droop, que determina la potencia que cede o absorbe cada convertidor en modo droop.

Por otra parte, no es necesario que en el control distribuido todos los convertidores funcionen en modo droop. El modo droop y el modo a flujo constante se pueden aplicar conjuntamente a la misma red DC de manera sencilla, los convertidores droop se encargan de mantener los valores de tensión similares a los de la referencia, acarreado el peso de corregir las desviaciones de los mismos debido al propio flujo de cargas y a

posibles contingencias. Los convertidores en modo de flujo constante, al operar en el punto de trabajo del sistema, ayudan a mantener la estabilidad del mismo.

Si tratásemos de integrar convertidores en modo droop y en modo slack tendríamos problemas. Como se ha dicho anteriormente, la potencia cedida o absorbida por los convertidores en modo droop dependen del valor de la constante de droop que tengan configurada, de modo que a menor valor de droop, mayor flujo de potencia por el convertidor. Como el modo de control slack se puede tratar como el caso límite de control droop con constante de droop cero, añadir convertidores slack al control distribuido reduce el control que los convertidores tipo droop ejercen sobre el sistema. Si lo hiciésemos, lo único que modificaría los puntos de trabajo de los convertidores droop serían los cambios de tensión por las líneas, haciendo que la contribución al control por parte de estos convertidores fuese muy pequeña.

3.4.5 Estrategias avanzadas del control de redes

Al igual que con los modos de control avanzados de convertidores, estos métodos son combinaciones o modificaciones de las estrategias básicas del control de la red. La principal diferencia entre estrategias, es la inclusión de un sistema de respaldo en el control de la red, lo que permite manejar desequilibrios y contingencias más graves.

3.4.5.1 Control centralizado con respaldo centralizado

Consiste en implementar un sistema de respaldo central en un sistema de control central. Un convertidor que normalmente opere con control a flujo constante cambia su modo de control a slack, es decir, sería un convertidor en modo margen de tensión.

De esta manera, si la desviación de tensión supera la capacidad del convertidor slack del sistema, o si una contingencia deja a éste fuera de funcionamiento, el convertidor operando en margen de tensión pasaría a controlar la tensión del sistema.

En un sistema pequeño, ésta es una buena opción de control debido a la similitud de valores entre los diferentes convertidores.

En una red grande surgen complicaciones. A medida que la red crece, también crecen las desviaciones en la tensión. Esto provocaría que los convertidores en margen de control variasen su modo con mayor frecuencia de la esperada, haciendo que el comportamiento del sistema fuese no lineal. Las diferencias de tensión con las que trabajan los convertidores son mucho más pequeñas que las que se dan en el sistema. Como consecuencia, se perderá control sobre las desviaciones de tensión globales del sistema. Esto, a su vez, provocaría desviaciones de tensión cada vez mayores, agravando el estado de la red, lo cual sería un contrasentido.

3.4.5.2 Control centralizado con respaldo distribuido

Este método se presenta como una mejora del anterior, ya que en vez de emplear un convertidor en modo margen de tensión como respaldo, lo que se hace es que los convertidores del sistema que no sean slack sean convertidores droop con dead-band.

La ventaja de este método radica en que en caso de fallo del convertidor slack el control del sistema no pasa únicamente a otro convertidor, sino que pasa al resto de

convertidores, o lo que es lo mismo, en caso de fallo del controlador central, el sistema pasa de tener control centralizado a tener control distribuido. Para grandes desviaciones, los efectos de las mismas se reparten entre los diferentes convertidores, en lugar de recaer únicamente en uno de ellos.

A pesar de esta clara ventaja frente al respaldo centralizado, esta estrategia muestra los mismos problemas que la anterior al operar en redes muy grandes. Debido a que en redes muy grandes las desviaciones de tensión en los convertidores son muy pequeñas en comparación a las que se producen en el sistema, las fluctuaciones de potencia típicas del sistema aumentan con el tamaño de la red, por lo que eventualmente superan la capacidad de control del convertidor slack y se vuelve cada vez más frecuente el cambio de control a los convertidores droop con dead-band, lo que se traduce en los mismos problemas que en la estrategia anterior.

3.4.5.3 Control distribuido con respaldo distribuido

Generalmente, el control distribuido de la red opera perfectamente y de forma segura sin un sistema de respaldo. Sin embargo, para aumentar la seguridad de la red, se puede implementar un sistema de respaldo distribuido. Dado que el sistema ya tiene un control distribuido implementado, en este caso no va haber convertidores que cambien su modo de funcionamiento a uno que ejerza control sobre el sistema (en control distribuido todos los convertidores son tipo droop y todos ejercen control sobre el sistema), sino que se busca un modo de control que pueda diferenciar su funcionamiento en función del estado del sistema. Para conseguir esto, se emplean convertidores con control droop con undead-band.

Bajo condiciones normales, los convertidores funcionarán cerca de su punto de trabajo (el calculado para que cada convertidor contribuya a la estabilidad del sistema), después, como cada convertidor se puede configurar con diferentes valores de la constante de droop, se puede hacer que cada convertidor trabaje en distintos rangos de desviaciones o contingencias, de modo que a medida que una desviación o contingencia se vuelve muy grave o crítica, todos los convertidores contribuyen a corregirla y a alcanzar el control del sistema.

Capítulo 4

Casos de estudio

4.1 Introducción

Este capítulo se dedicará a presentar y describir los sistemas que se han tomado para simular y analizar las contingencias del trabajo.

Se mostrará un esquema del sistema y se darán los datos de los diferentes elementos del sistema necesarios para la realización de los flujos de cargas y para el propio funcionamiento de los sistemas.

Así mismo, se explicarán los distintos modelos de interconexión entre las distintas zonas de los circuitos y los elementos de mayor interés, tales como nudos de referencia o generadores offshore.

4.2 Caso de estudio 1

Este primer sistema es el más pequeño de los estudiados, simplemente constituido por una zona AC y una zona DC, interconectada mediante cuatro convertidores HVDC-VSC.

Este modelo representa un modelo de red interconectada superpuesta (Figura 4.1), que son las primeras topologías de superred propuestas, en la que se observa una red mallada de AC y una red mallada (aunque, en menor grado) de DC. Existen tantos convertidores

como nudos de DC, lo cual implica instalar el mínimo necesario de estaciones conversoras HVDC-VSC, lo que, si bien ofrece menos control sobre las líneas DC que si instalásemos más de una estación conversora por nudo DC, también supone un abaratamiento de los costes del sistema, puesto que las estaciones conversoras son el elemento más caro de instalar, más sensible a fallos y que más pérdidas supone en la red DC.

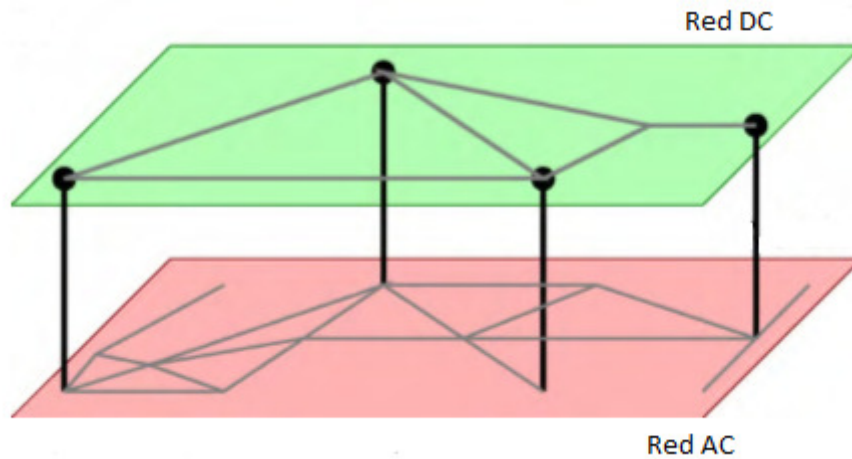


Figura 4.1. Topología de red del caso de estudio 1 [13].

4.2.1 Elementos del sistema.

Lo primero que mostraremos en este punto, es el esquema de la red completa Figura 4.2, diferenciando entre la zona AC y DC, y después se procederá a dar los datos de los elementos de cada sistema.

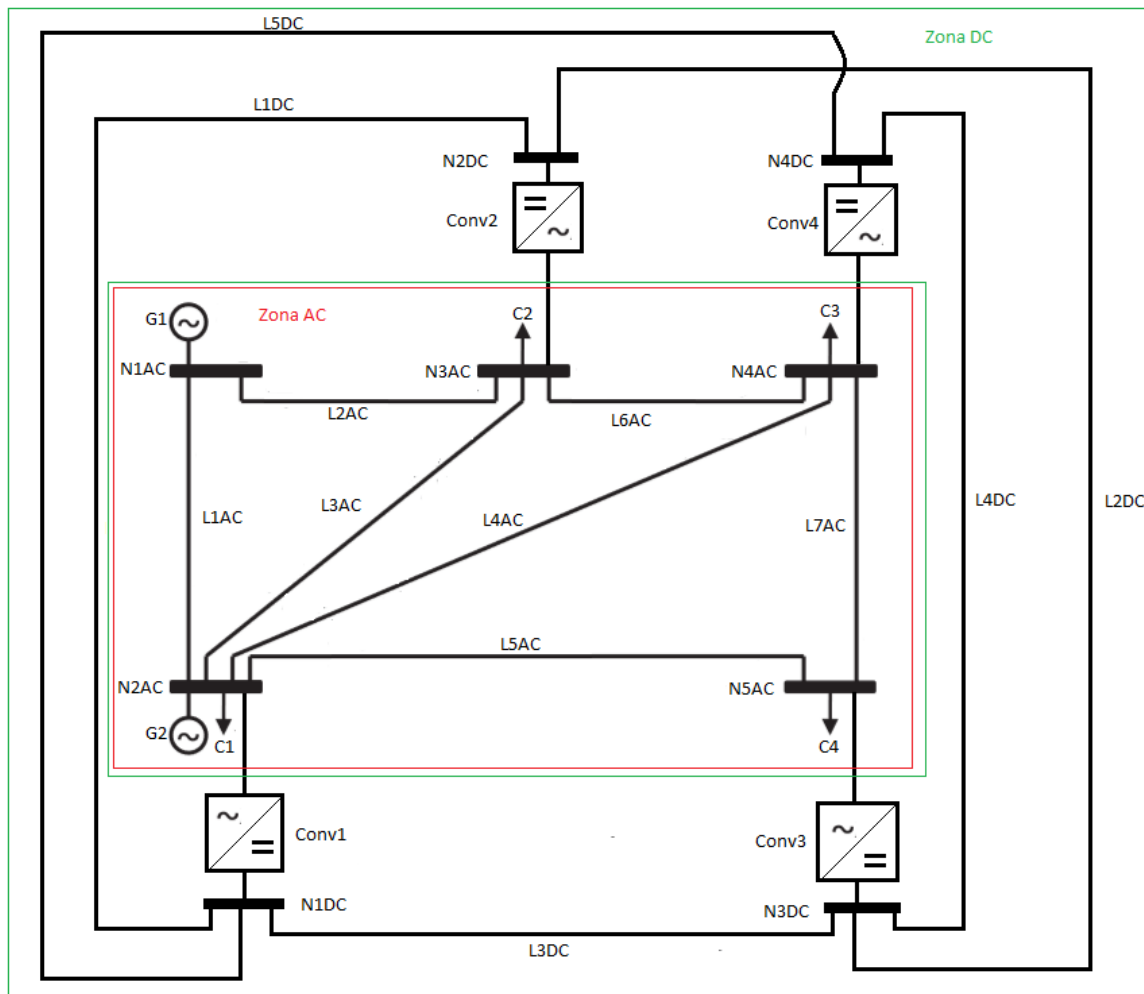


Figura 4.2. Esquema del caso de estudio 1.

4.2.2 Elementos de la red AC

La zona AC está compuesta por un total de cinco nudos, siete líneas, dos generadores y cuatro cargas.

El nudo N1AC es el nudo oscilante del sistema, esto implica que su tensión jamás se ve modificada por las distintas contingencias que se den en nuestra red, y a su vez, que el generador en éste punto tiene configurada generación de energía variable. Esto se debe a que este generador se encargará de suministrar, en caso de que sea necesario, la demanda de energía por parte de las cargas del sistema que no pueda suministrar G2, eso sí, hasta su límite de generación.

Las características de los elementos de la zona AC se muestran en las siguientes tablas:

Generadores	Pg (MW)	Pmax (MW)	Qg (MVar)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)
G1	-	250	-	200	-200
G2	150	300	-	300	-300

Tabla 4.1. Generadores del caso de estudio1.

Nudo AC	Tipo	Pd (MW)	Qd (MVar)	Base (kV)	V _{máx} (p.u.)	V _{min} (p.u.)
N1AC	Oscilante	0	0	345	1,1	0,9
N2AC	PV	34 (C1)	15	345	1,1	0,9
N3AC	PQ	76,5 (C2)	22,5	345	1,1	0,9
N4AC	PQ	68 (C3)	7,5	345	1,1	0,9
N5AC	PQ	102 (C4)	15	345	1,1	0,9

Tabla 4.2. Nudos AC y cargas del caso de estudio 1.

Línea AC	Nudo AC i	Nudo AC j	Carga máxima (MVA)
L1AC	N1AC	N2AC	200
L2AC	N1AC	N3AC	200
L3AC	N2AC	N3AC	200
L4AC	N2AC	N4AC	200
L5AC	N2AC	N5AC	200
L6AC	N3AC	N4AC	200
L7AC	N4AC	N5AC	200

Tabla 4.3. Líneas AC del caso de estudio 1.

4.2.3 Elementos de la red DC

Esta zona se compone de cuatro nudos y un total de cinco líneas. Carece tanto de generadores como de cargas, por lo que no hay ningún elemento especial que explicar.

En esta zona también se incluyen las estaciones conversoras HVDC-VSC con una configuración de conexión tipo bipolar, en este caso existen un total de cuatro estaciones, de las que en este capítulo tan sólo mostraremos su configuración inicial (control centralizado o tipo slack, ver la Tabla 4.6).

Nudo DC	Base (kV)	V _{máx} (p.u.)	V _{min} (p.u.)
N1DC	345	1,1	0,9
N2DC	345	1,1	0,9
N3DC	345	1,1	0,9
N4DC	345	1,1	0,9

Tabla 4.4. Nudos DC del caso de estudio 1.

Línea DC	Nudo DC i	Nudo DC j	Carga máxima (MW)
L1DC	N1DC	N2DC	100
L2DC	N2DC	N3DC	100
L3DC	N1DC	N3DC	100
L4DC	N3DC	N4DC	100
L5DC	N1DC	N4DC	100

Tabla 4.5. Líneas DC del caso de estudio 1.

Convertidor	Tipo AC	Tipo DC	Nudo DC	Nudo AC	Pc (MW)	Qc (MVar)	Vc (p.u.)
Conv1	PQc	P	N1DC	N2AC	-60	-40	1
Conv2	PVc	Slack	N2DC	N3AC	0	0	1
Conv3	PQc	P	N3DC	N5AC	35	15	1
Conv4	PQc	P	N4DC	N4AC	35	15	1

Tabla 4.6. Convertidores HVDC-VSC.del caso de estudio 1.

El conjunto de tablas 5.4 a 5.6 muestra los datos de mayor interés de los elementos presentes en la red DC del caso de estudio 1, siendo la más importante de estas la Tabla 5.6, en la que se dan a conocer la configuración inicial de los convertidores HVDC-VSC presentes en dicho caso de estudio.

Para facilitar la lectura de las tablas de datos de los convertidores mostradas en este capítulo, se da la Tabla 4.7, donde se explica la terminología empleada.

Pc	Potencia activa inyectada a la red AC
Qc	Potencia reactiva inyectada a la red AC.
Vc	Tensión de referencia del convertidor.

Tabla 4.7. Terminología de abreviaturas del capítulo 4.

4.2.4 Simulaciones sobre el caso de estudio 1

Las simulaciones que se llevarán a cabo sobre este sistema, se realizarán con el objetivo de determinar que modos de control son los más óptimos para controlar una red con las características mostradas.

Las simulaciones realizadas sobre el caso de estudio 1 las podemos dividir en cuatro bloques de simulaciones.

A continuación, se mostrarán una serie de tablas y explicaciones que recogen las simulaciones realizadas para este caso de estudio.

	Modo de control de la red	Tipo de fallo	Contingencia
Simulación 1	Centralizado	-	-
Simulación 2	Distribuido	-	-

Tabla 4.8. Bloque 1 de simulaciones del caso de estudio 1.

El primer bloque lo componen las simulaciones 1 y 2 y simplemente se realiza para comprobar que el sistema es viable, ya que se realizará un flujo de cargas en operación normal, es decir, con todos los elementos del sistema operativos. Si los resultados obtenidos entran dentro de los límites de operación impuestos por REE (Red Eléctrica de España, se verá en detalle en el capítulo siguiente), podremos tomar estos resultados como referencia.

	Modo de control de la red	Tipo de fallo	Contingencia
Simulación 3	Centralizado	N-1	Fallo de convertidores
Simulación 4	Distribuido	N-1	Fallo de convertidores

Tabla 4.9. Bloque 2 de simulaciones del caso de estudio 1.

El segundo bloque se corresponde con las siguientes dos simulaciones (Tabla 4.9), y en este caso, sí que comenzamos a simular contingencias, que consistirán en ir desconectando convertidores uno a uno (fallo tipo N-1). Aunque en la tabla aparezcan sólo dos simulaciones, en realidad para el estudio de estos casos se realizaron tantos flujos de potencia (simulaciones, en nuestro caso) como contingencias se muestran, a saber, en el caso de la simulación 3, por ejemplo, se trata de la simulación de un tipo de control (centralizado), en el cual para obtener información acerca de su respuesta bajo distintas contingencias se realizan 3 flujos de potencias distintos.

Esto se traduce en que, para el caso del bloque 2 de simulaciones se realizaron un total de 7 flujos de potencia.

	Modo de control de la red	Tipo de fallo	Contingencia
Simulación 5	Centralizado con respaldo centralizado	N-1	Fallo de convertidor 2

Tabla 4.10. Bloque 3 de simulaciones del caso de estudio 1.

En este conjunto de simulaciones nos situamos en la supuesta salida del convertidor 2 del sistema (convertidor que ejerce el control sobre el sistema), y los flujos de potencia que se realicen serán para determinar cuál de los restantes convertidores es el más óptimo para ejercer el control sobre el sistema.

	Modo de control de la red	Tipo de fallo	Contingencia
Simulación 6	Centralizado	N-2	Fallo de dos convertidores
Simulación 7	Distribuido	N-2	Fallo de dos convertidores

Tabla 4.11. Bloque 4 de simulaciones del caso de estudio 1

El bloque 4 de simulaciones, básicamente, es como el bloque 2, salvo que en esta ocasión contemplamos el fallo simultáneo de dos convertidores, hasta probar todas las posibles combinaciones, lo cual supone un mayor riesgo para la seguridad del sistema.

	Modo de control de la red	Tipo de fallo	Contingencia
Simulación 8	Centralizado con respaldo centralizado	N-2	Fallo de dos convertidores

Tabla 4.12. Bloque 5 de simulaciones del caso de estudio 1.

Este último bloque de simulaciones, toma el control del bloque 2 de simulaciones y lo lleva al fallo más severo que una red debe superar, sirviendo como prueba final de la

robustez de dicho control. Si supera los fallos a los que se le somete, a falta de compararlo con los resultados que se obtengan con las simulaciones del control distribuido, se podrá afirmar que es uno de los modos de control más óptimos para el sistema del caso de estudio 1.

4.3 Caso de estudio 2

El caso de estudio 2 se corresponde con una red mucho más grande. En ella, encontramos tres zonas asíncronas de AC y una de DC, dentro de la cual podemos diferenciar dos circuitos independientes de corriente continua, con todos los elementos característicos propios (nudos, líneas y convertidores)

Esta red se corresponde con un diseño más real de una superred, como las que se espera instalar en un futuro, que conecta redes de AC entre sí y generadores offshore con la red, mediante redes más pequeñas de DC, cuyo único objetivo es el transporte de potencia en dicha conexión. El esquema típico de una superred con estas características se muestra en la Figura 4.3.

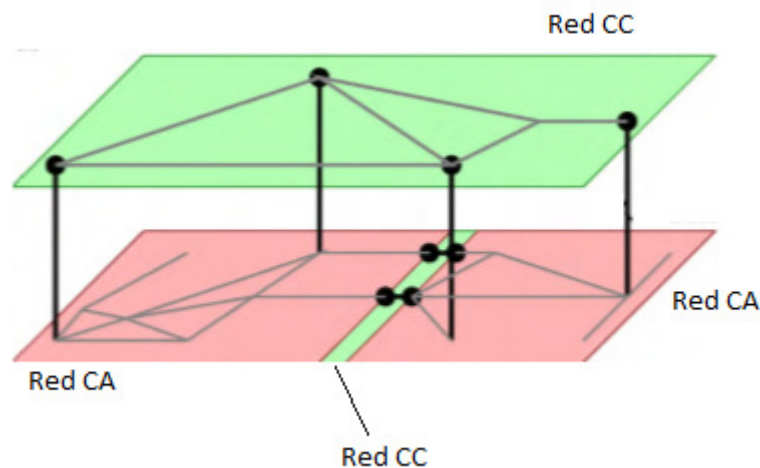


Figura 4.3. Esquema de redes AC interconectadas mediante redes DC [13].

Esta topología de red nos ofrece una serie de características que aumentan su atractivo frente a la topología clásica de una red AC:

- Nos permite la conexión entre redes AC que no deben estar necesariamente a la misma frecuencia.
- Se reduce el tamaño de las redes AC y sus costes, se generan 'islas de AC', que se pueden operar de manera independiente y que se conectan a otras zonas AC mediante redes DC (generalmente con conexiones punto a punto ó back-to-back).
- La presencia de los convertidores HVDC-VSC para realizar las conexiones entre las distintas zonas hace que se pueda controlar la inyección de potencia en las distintas conexiones, dotando de mayor control al sistema.
- Se evita la propagación de errores por la red.

Este sistema se basa en el archivo de MATPOWER, 'Case24_ieee_rts', basado a su vez en el 'IEEE Reliability test system'.

El archivo de Matpower ha sido facilitado por Bruce Wollemberg y modificado para su aplicación en MatACDC por Jef Beerten.

El caso en sí tiene una magnitud ampliamente superior al que hemos presentado anteriormente. Las zonas de AC suman un total de 50 nudos, 77 líneas, 65 generadores, 34 cargas y 10 transformadores. Por otra parte, la zona DC está constituida por 7 nudos, 7 líneas y 7 convertidores.

4.3.1 Elementos del sistema

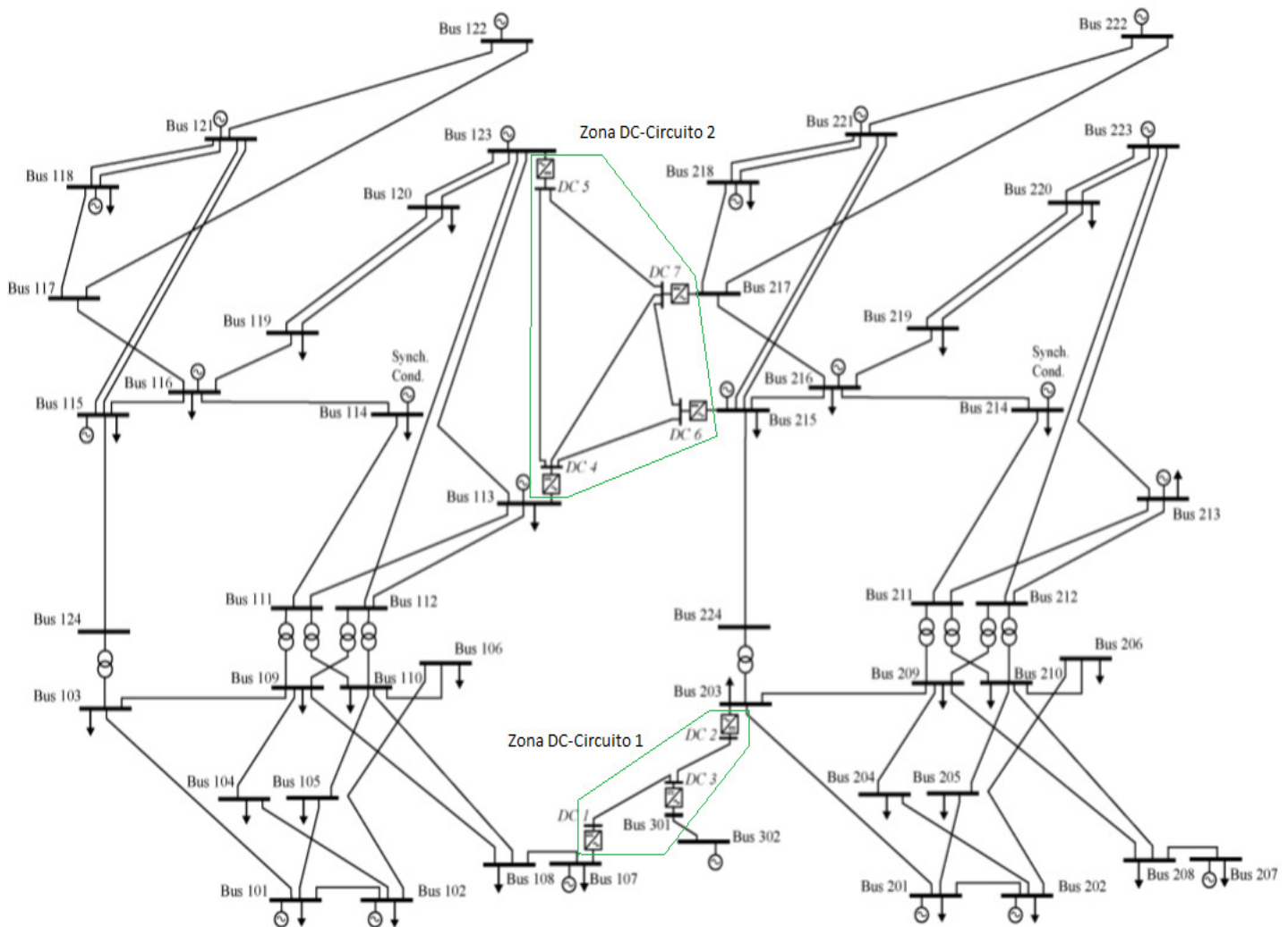


Figura 4.4. Esquema del caso de estudio 2 [14].

En la Figura 4.4 vemos representadas las conexiones del caso de estudio 2.

Las zonas de AC están perfectamente diferenciadas, cuyas únicas conexiones con elementos externos son siempre con la red DC. La zona 1 de AC la podemos ver en el

lateral izquierdo de la imagen, la zona 2 de AC ocupa el lateral derecho y por último, el nudo que está en la zona central inferior corresponde a la zona 3 de AC.

En el centro de este mismo esquema observamos la interconexión de las zonas AC, realizada mediante dos circuitos independientes entre sí de DC.

4.3.2 Elementos de la red AC

La red de AC presenta tres zonas independientes, cada una con su propio nudo oscilante y delimitadas por los nudos de AC conectados entre sí.

La zona 1 se corresponde con los nudos AC del 101 al 124, dispone de su propio nudo de oscilante (el 113), 17 cargas y de un total de 32 generadores. Las conexiones entre los distintos nudos se realizan mediante 37 líneas de AC, en las cuales están presentes 5 transformadores elevadores de tensión (en las líneas 6, 13, 14, 15 y 16), que conectan dos zonas a diferente tensión (138 y 230 kV) dentro de la propia zona 1 de AC.

La zona 2 abarca del nudo AC 201 al nudo AC 224, al ser independiente de la zona 1 de AC también precisa de su propio nudo oscilante, en este caso el nudo 213. A ésta red están conectadas otras 17 cargas y otros 32 generadores. El sistema se interconecta a nivel interno mediante 36 líneas AC, de las cuales 5 (líneas 44, 51, 52, 53 y 54) conectan sus nudos mediante transformadores elevadores de tensión con el mismo ratio de transformador que en la zona AC 1.

Observando estos datos vemos que, al menos en cuanto a la naturaleza y número de elementos, las zonas 1 y 2 de AC son dos redes de AC simétricas.

Por último, nos quedaría la zona AC 3 que está constituida únicamente por dos nudos, el 301 y el 302, siendo éste último el nudo oscilante del sistema y aparte de la línea AC que conecta dichos nudos, tan sólo dispone de un generador situado en el nudo 302.

Esta zona AC representa un punto de generación offshore del sistema, de tal manera que en este caso de estudio no sólo vemos zonas AC interconectadas mediante redes DC, sino que también incluimos una pequeña zona AC (con los elementos indispensables), que simula un punto de generación remoto que cede su potencia a una red AC más grande mediante la ya mencionada red DC.

Debido al gran número de elementos en la red AC del caso de estudio 2, sus correspondientes tablas no se incluirán en este capítulo, sino que se podrán encontrar para su consulta en el Anexo 2 de este trabajo. Se tomó esta decisión, tanto por motivos de espacio como por la poca relevancia que tienen estos datos a la hora de comprender la red AC, algo que se puede conseguir simplemente con la explicación que se ha dado y con la Figura 4.4.

4.3.3 Elementos de la red DC

En la Figura 4.4, pudimos ver el esquema completo del caso 2 y en ella observamos cómo existen dos circuitos de DC diferenciados entre sí, debido a la inexistencia de conexiones entre sus nudos, lo que hace que los podamos tratar como dos circuitos independientes.

El circuito 1 representa una red simple de corriente continua, con conexiones punto a punto y sin mallar (Figura 4.5), lo que puede suponer problemas en su control y en caso de fallos, puede producir un efecto cascada.

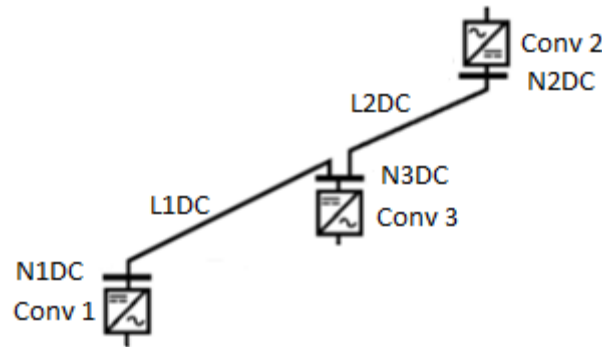


Figura 4.5. Circuito 1 DC del caso de estudio 2.

Este circuito lo componen los nudos N1DC, N2DC y N3DC y los tres primeros convertidores HVDC-VSC, así como las líneas L1DC y L2DC.

El circuito 2 es una red DC mallada tal y como se observa en la Figura 4.5, dispone de tantos convertidores como nudos DC existentes en la red. Su construcción mallada posibilita un mejor control sobre la misma, así mismo la existencia de más de una línea por nudo hace que sea posible una mayor repartición de la carga del sistema, por lo que se reduce la posibilidad de que las líneas se sobrecarguen debido a alguna contingencia.

Este circuito DC, lo componen el resto de elementos DC presentes en este caso de estudio que no han sido mencionados en la descripción del circuito DC 1.

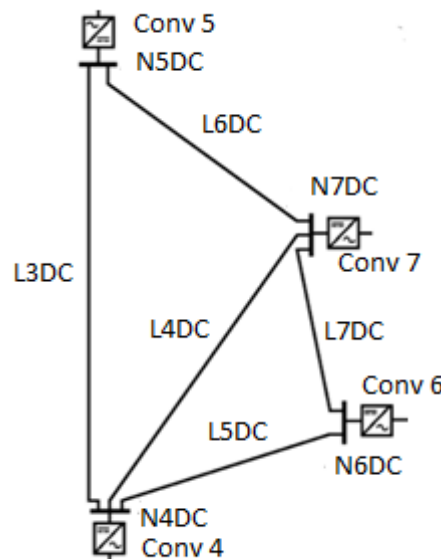


Figura 4.6. Circuito 2 DC del caso de estudio 2.

Debido a la existencia de dos circuitos DC diferenciados e independientes, que en ningún caso se conectan a un mismo nudo AC (ver Tabla 4.15), cabría esperar que en caso de alguna contingencia severa que sacase del sistema uno de dichos circuitos DC, el hecho

de que exista otro garantiza que se mantenga la interconexión entre las distintas redes AC presentes en este caso.

El conjunto de tablas 4.13 a 4.15 nos da a conocer los datos más significativos de la red DC presente en el caso de estudio 2. Como en el caso de estudio 1, los datos mostrados de los convertidores HVDC-VSC muestran la configuración inicial de los mismos. La modificación de su modo de control y de sus parámetros se incluirá junto con las simulaciones en su correspondiente capítulo.

Nudo DC	Base (kV)	V _{máx} (p.u.)	V _{min} (p.u.)
N1DC	150	1,1	0,9
N2DC	150	1,1	0,9
N3DC	150	1,1	0,9
N4DC	300	1,1	0,9
N5DC	300	1,1	0,9
N6DC	300	1,1	0,9
N7DC	300	1,1	0,9

Tabla 4.13. Nodos DC del caso de estudio 2.

Línea DC	Nudo i DC	Nudo j DC	Carga máxima (MW)
L1DC	N1DC	N3DC	100
L2DC	N2DC	N3DC	100
L3DC	N4DC	N5DC	100
L4DC	N4DC	N7DC	100
L5DC	N4DC	N6DC	100
L6DC	N5DC	N7DC	100
L7DC	N6DC	N7DC	100

Tabla 4.14. Líneas DC del caso de estudio 2.

Convertidor	Tipo AC	Tipo DC	Zona DC	Nudo DC	Nudo AC	P _c (MW)	Q _c (MVar)
1	PQc	Slack	1	N1DC	107	0	50
2	PVc	P	1	N2DC	203	75,3	-50
3	PQc	P	1	N3DC	301	-141,9	130
4	PQc	Slack	2	N4DC	113	131,5	75,9
5	PQc	P	2	N5DC	123	-61,7	0
6	PVc	P	2	N6DC	215	-123,4	-10
7	PQc	P	2	N7DC	217	50	20

Tabla 4.15. Convertidores del caso de estudio 2.

4.3.4 Simulaciones sobre el caso de estudio 2

Al igual que con el caso de estudio 1, se dará una relación con las simulaciones realizadas sobre el sistema del caso de estudio 2, así como las explicaciones acerca de las mismas que se estimen oportunas, ya que las simulaciones se verán en profundidad en el siguiente capítulo.

Este sistema tiene una particularidad, a la hora de plantear las simulaciones, que lo hace mucho más flexible que el caso de estudio 1 a la hora de implementar diversos modos de control sobre la red y es que, como hemos visto en el punto anterior, contamos con dos circuitos DC diferenciados para realizar la conexión entre las distintas zonas AC. Dos circuitos que en teoría deberían de poder operar de forma completamente independiente, por lo que se podrá, como se verá más adelante, llegar a implementar dos modos de control diferentes en un mismo sistema eléctrico.

Las simulaciones realizadas sobre el caso de estudio 2 son las siguientes:

	Modo de control circuito 1	Modo de control circuito 2	tipo de fallo	Contingencia circuito 1	Contingencia circuito 2
Simulación 1	Centralizado	Centralizado	-	-	-
Simulación 2	Distribuido	Distribuido	-	-	-

Tabla 4.16. Bloque 1 de simulaciones del caso de estudio 2.

	Modo de control circuito 1	Modo de control circuito 2	tipo de fallo	Contingencia circuito 1	Contingencia circuito 2
Simulación 3	Centralizado	Centralizado	N-1	Fallo de convertidores	Fallo de convertidores
Simulación 4	Distribuido	Distribuido	N-1	Fallo de convertidores	Fallo de convertidores

Tabla 4.17. Bloque 2 de simulaciones del caso de estudio 2.

	Modo de control circuito 1	Modo de control circuito 2	tipo de fallo	Contingencia circuito 1	Contingencia circuito 2
Simulación 5	C.Respaldo centralizado	C.Respaldo centralizado	N-1	Fallo convertidor 1	Fallo convertidor 4
Simulación 6	C.Respaldo distribuido	C.Respaldo distribuido	N-1	Fallo convertidor 1	Fallo convertidor 4

Tabla 4.18. Bloque 3 de simulaciones del caso de estudio 2.

	Modo de control circuito 1	Modo de control circuito 2	tipo de fallo	Contingencia circuito 1	Contingencia circuito 2
Simulación 7	Distribuido	Centralizado	-	-	-
Simulación 8	Centralizado	Distribuido	-	-	-

Tabla 4.19. Bloque 4 de simulaciones del caso de estudio 2.

Al existir dos circuitos DC independientes, nos planteamos el implementar un modo de control para cada uno. Al realizar esta combinación de controles dentro de un mismo

sistema, se espera lograr obtener los beneficios de cada tipo de control en los distintos circuitos DC existentes.

	Modo de control circuito 1	Modo de control circuito 2	tipo de fallo	Contingencia circuito 1	Contingencia circuito 2
Simulación 9	Distribuido	Centralizado	N-1	Fallo de convertidores	Fallo de convertidores
Simulación 10	Centralizado	Distribuido	N-1	Fallo de convertidores	Fallo de convertidores

Tabla 4.20. Bloque 5 de simulaciones del caso de estudio 2.

Como tenemos dos circuitos DC independientes y, a su vez, dos métodos básicos de controlar la red mediante los convertidores HVDC-VSC, se simulan contingencias en ambas combinaciones de control con el objetivo de descartar aquella con resultados menos satisfactorios.

	Modo de control circuito 1	Modo de control circuito 2	tipo de fallo	Contingencia circuito 1	Contingencia circuito 2
Simulación 11	Distribuido	C.Respaldo centralizado	N-1	Fallo de convertidores	Fallo convertidor 4
Simulación 12	Distribuido	C.Respaldo distribuido	N-1	Fallo de convertidores	Fallo convertidor 4

Tabla 4.21. Bloque 6 de simulaciones del caso de estudio 2.

Una vez determinado cuál de los modos de control combinados es el más beneficioso para nuestro sistema, se procede a implementar los modos de control avanzados y con los resultados obtenidos al someterlos a fallos, esperamos determinar qué red es más robusta y segura.

Capítulo 5

Análisis de resultados

5.1 Introducción

En este capítulo se estudiará el comportamiento del sistema frente a fallos en los convertidores que regulan la interconexión AC/DC de dicho sistema. Para ello, se realizará un flujo de cargas completo para cada contingencia considerada, de tal manera que se puedan observar y evaluar los cambios producidos en el sistema con el que estamos trabajando.

Como objetivo adicional se hallará la mejor elección y configuración de los modos de control de los convertidores HVDC-VSC, simulando su salida del sistema, de tal manera que al final del análisis se pueda determinar el que mejor garantice un buen grado de seguridad para el mismo.

5.2 Criterios de análisis

La regulación del transporte de energía eléctrica en España la realiza Red Eléctrica de España, la cual impone las siguientes condiciones de operación en la red ante contingencias [15].

Se establecen dos tipos de fallos en las redes eléctricas:

- Fallo N-1: Es la salida de una línea, transformador, grupo o reactancia.
- Fallo N-2. Fallo de doble circuito o grupo más línea. (dos elementos)

Hay una serie de características del sistema que se han de cumplir para aceptar que éste funciona correctamente.

Cualquier contingencia que suponga el incumplimiento de alguna de las siguientes condiciones supondrá la necesidad de rediseñar el sistema:

- Se debe garantizar el suministro de potencia a todas las cargas presentes en el sistema, a pesar de las posibles contingencias.
- El fallo de uno de los elementos del sistema no debe generar el fallo de otro de los elementos.
- Se deben respetar los niveles de producción de energía máximos para los generadores, de manera que una contingencia pueda requerir la reconducción de energía o el aumento de producción de la misma en los generadores, pero nunca superar los límites de éstos.
- Se deben cumplir los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, según los procedimientos de operación (P.O.) establecidos por el operador de la red eléctrica, en nuestro caso, Red Eléctrica de España (REE).

En el apartado P.O.-1.1 de [15] se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la red de transporte para la operación del sistema eléctrico, para fallos de tipo N-1:

1. No se producen cortes en el mercado, esto quiere decir que se respetan las cargas y generaciones establecidas en la red de transmisión.
2. No se producen sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15% con una duración máxima de 20 minutos.
3. Se admiten sobrecargas en transformadores de hasta un 10% en invierno y un 0% el resto del año.
4. Las tensiones en los nudos deben estar comprendidas entre los siguientes valores:
 - Para nivel de 400 kV: 380-435 kV (95%/108,7%)
 - Para nivel de 220 kV: 205-245 kV (93%/111%)

Todas estas condiciones de operación impuestas por REE están diseñadas para las redes de transporte eléctrico actuales, es decir, redes AC, no para las redes DC estudiadas en este trabajo, por lo que se deben establecer los criterios que emplearemos en nuestros análisis.

En nuestro análisis consideraremos como fallo N-1 (simple) la salida de uno de los convertidores del sistema y fallo N-2 (doble) la salida simultánea de dos de los convertidores presentes. Para cualquier contingencia que suponga el fallo de más elementos que en la situación del fallo N-2, se determina que la seguridad del sistema está en riesgo por lo que se debería desconectar.

El criterio a seguir en los análisis será el siguiente:

- Nivel de tensión en los nudos comprendidas entre el 95% y el 110% de la tensión base del sistema. En los análisis se marcará el nivel de tensión en valores por unidad.
 - Para el caso de estudio 1, la base de tensión es 345 kV.
 - Para el circuito 1 DC del caso de estudio 2, la base de tensión es 150 kV.
 - Para el circuito 2 DC del caso de estudio 2, la base de tensión es 300 kV.
- Nivel de carga por las líneas DC igual o inferior al 100% de la base del sistema, de nuevo se mostrará el nivel de carga en valores por unidad, siendo la base de todas las líneas DC de los sistemas simulados de 100 MW.

Establecidos los criterios de análisis, procedemos a efectuar las simulaciones.

5.3 Simulaciones del caso de estudio 1

El primer análisis de contingencias se realizará sobre el caso de estudio 1 que ya se ha presentado en el capítulo anterior. Aun así, aquí se recordarán los parámetros de los convertidores presentes en cada simulación.

El sistema en cuestión (Figura 4.2) se compone de dos sistemas superpuestos de corriente alterna y de corriente continua, teniendo el sistema AC cinco nudos, siete líneas, dos generadores y cuatro cargas y el sistema DC cuatro nudos y cinco líneas, conectados mediante cuatro convertidores HVDC-VSC.

Se analizarán los datos más significativos del flujo de potencia, a saber el nivel de carga que soportan las líneas y las tensiones que se dan en los diferentes nudos. Siempre que dichos datos estén dentro de los límites establecidos, el sistema se dará por bueno, aunque siempre se podrá dar la circunstancia de que entre dos sistemas válidos, uno de ellos esté más cerca de los límites operativos y, por tanto, sea más proclive a fallar.

Por esta razón, los análisis que se muestren en este trabajo serán aquellos en los que se vea reflejada una violación de los criterios de análisis impuestos para redes DC, ya que tanto su análisis como sus posibles soluciones son interesantes a la hora de decidir si implementar esta tecnología o no, mientras que aquellos análisis con todos los valores dentro de los límites esperados realmente no aportan información de interés.

5.3.1 Bloque 1 de simulaciones del caso de estudio 1

Pese a que acabamos de decir que tan sólo se mostrarán aquellas simulaciones y resultados que supongan un fallo del sistema, para tratar de hallar una solución al mismo, las simulaciones de este primer bloque suponen el correcto funcionamiento del sistema.

La razón de realizar dichas simulaciones, así como de mostrar los resultados obtenidos, es establecer unos valores de referencia para la operación normal de la red planteada, con la implementación de los dos modos de control de red básicos, central y distribuido, por lo que su interés radica en que los flujos converjan con todos los datos dentro de los límites.

De no hacerlo, este primer sistema tendría un fallo de diseño básico y cualquier simulación de alguna situación más compleja que la mostrada carecería de sentido, pues no aportaría información.

5.3.1.1 Análisis de simulación 1: Control centralizado

Tomamos el caso de estudio 1 e implementamos el control centralizado (tipo slack), en el que el convertidor 2 controla todo el sistema (Tabla 5.1). Esta simulación se realiza en operación normal, por lo que todos los elementos del sistema están operativos.

Tras la ejecución del sistema, el software MATPOWER5.1/MatACDC nos muestra un resumen del sistema, donde podemos obtener diversos datos de interés, entre ellos, comprobar si las cargas han sido suministradas y el nivel de producción de energía de los generadores frente a su máximo preestablecido.

Convertidor	Tipo AC	Tipo DC	Nudo DC	Nudo AC	Pc (MW)	Qc (MVar)	Vc(p.u.)
Conv1	PQc	P	N1DC	N2AC	-60	-40	1
Conv2	PVc	Slack	N2DC	N3AC	0	0	1
Conv3	PQc	P	N3DC	N5AC	35	15	1
Conv4	PQc	P	N4DC	N4AC	35	15	1

Tabla 5.1. Configuración para control centralizado del caso de estudio 1.

Para todas las simulaciones, el sentido de flujo de las cargas es positivo cuando la potencia fluye del lado DC al lado AC, por ejemplo, en el caso del convertidor 1 mostrado en la Tabla 5.1, absorbe 60 MW del sistema AC y en el caso de los convertidores 3 y 4 inyectan 35 MW al sistema DC.

En las tablas que se mostrarán para dar a conocer los valores obtenidos durante las simulaciones se empleará una serie de términos abreviados, los cuales se incluyen en la Tabla 5.2, para así poder facilitar la lectura de este capítulo.

Pc	Potencia activa inyectada a la red A.C
Qc	Potencia reactiva inyectada a la red AC.
Vc	Tensión de referencia del convertidor.
Pset	Potencia del punto de trabajo en modo droop.
Vset	Tensión del punto de trabajo en modo droop.
Pcg	Potencia activa generada por el convertidor.
Qcg	Potencia reactiva generada por el convertidor.

Tabla 5.2. Terminología de abreviaturas del capítulo 5.

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	5	Total Gen Capacity	550.0	-800.0 to 800.0
Generators	2	On-line Capacity	550.0	-800.0 to 800.0
Committed Gens	2	Generation (actual)	294.5	46.1
Loads	4	Load	280.5	68.0
Fixed	4	Fixed	280.5	68.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	7	Losses ($I^2 * Z$)	8.48	25.44
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	29.4
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			
Minimum			Maximum	
Voltage Magnitude	0.971 p.u. @ bus 5		1.060 p.u. @ bus 1	
Voltage Angle	-6.58 deg @ bus 5		0.00 deg @ bus 1	
P Losses ($I^2 * R$)	-		2.51 MW @ line 1-2	
Q Losses ($I^2 * X$)	-		7.52 MVar @ line 1-2	

Figura 5.1. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 1 del caso de estudio 1.

Como podemos observar en la Figura 5.1, las cargas sí que son suministradas, se generan 294,5 MW frente a los 280,5 MW demandados (la generación incluye las pérdidas del sistema) y los generadores están al 53,54% de su máximo (550 MW).

Por tanto, los criterios establecidos por los P.O. ya se cumplen, todas las cargas son suministradas y los generadores trabajan dentro de sus límites de producción.

Ahora se muestran los resultados relativos a los niveles de carga y tensión en líneas y nudos, respectivamente.

Perfil de tensiones AC					
Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Tensión (p.u.)	1,06	1	1	0,99	0,97

Nivel de carga AC							
Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Nivel de carga AC (p.u.)	0,58	0,27	0,21	0,20	0,33	0,09	0,04

Perfil de tensiones DC				
Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Tensión (p.u.)	1,00	1,00	0,99	0,99

Nivel de carga DC					
Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Nivel de carga DC (p.u.)	0,06	0,21	0,19	0,04	0,33

Tabla 5.3. Resultados de la simulación 1 del caso de estudio 1.

Como podemos ver con estos datos (Tabla 5.3), todos los requisitos se cumplen. En el caso de las tensiones que se dan en los nudos (tanto de AC como de DC) observamos que trabajamos muy cerca de la tensión base en cada sistema y en el caso de las cargas, estamos lejos de sobrecargar ninguna línea. Ahora veremos qué ocurre si configuramos el control distribuido en lugar del centralizado.

5.3.1.2 Análisis de simulación 2: Control distribuido

Configuramos el control distribuido en los convertidores, cambiando el modo de trabajo de todos ellos a droop. Esto se puede hacer de manera manual, es decir, sobre el archivo del sistema DC anterior configuramos los datos de los convertidores droop, o bien cargando un archivo en el que los datos ya estén configurados, en este caso el archivo "case5multi-stagg_MTDCdroop.m".

Implementar el control distribuido implica que ya no existe un único convertidor que controla el sistema, sino que cada convertidor trabaja con sus propias referencias y valores de potencia y tensión que le llegan desde los nudos a los que se conecta.

Cada convertidor regula la potencia que circula por él para mantener las tensiones de los nudos a los que se conecta (AC y DC) lo más próximo posible de la tensión referencia con la que ha sido programado. A esa acción la denominaremos control "local" de los convertidores trabajando en modo droop y la suma de cada control individual da lugar al control global del sistema.

Convertidor	Tipo AC	Tipo DC	Nudo DC	Nudo AC	Pc (MW)	Qc (MVar)	Droop	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Conv1	PQc	Droop	N1DC	N2AC	-60	-40	0,005	-58,62	1,0079
Conv2	PVc	Droop	N2DC	N3AC	0	0	0,007	21,9	1
Conv3	PQc	Droop	N3DC	N5AC	35	15	0,005	36,18	0,9978
Conv4	PQc	Droop	N4DC	N4AC	35	15	0,007	36,18	0,9978

Tabla 5.4. Configuración para control distribuido del caso de estudio 1.

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	5	Total Gen Capacity	550.0	-800.0 to 800.0
Generators	2	On-line Capacity	550.0	-800.0 to 800.0
Committed Gens	2	Generation (actual)	294.0	52.7
Loads	4	Load	280.5	68.0
Fixed	4	Fixed	280.5	68.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	7	Losses ($I^2 * Z$)	8.05	24.14
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	29.4
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			
Minimum			Maximum	
Voltage Magnitude	0.967 p.u. @ bus 5		1.060 p.u. @ bus 1	
Voltage Angle	-7.07 deg @ bus 5		0.00 deg @ bus 1	
P Losses ($I^2 * R$)	-		2.61 MW @ line 1-2	
Q Losses ($I^2 * X$)	-		7.84 MVar @ line 1-2	

Figura 5.2. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 2 del caso de estudio 1.

Perfil de tensiones AC					
Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Tensión (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,97

Nivel de carga AC							
Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Nivel de carga AC (p.u.)	0,60	0,25	0,17	0,18	0,35	0,11	0,05

Perfil de tensiones DC				
Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Tensión (p.u)	0,95	0,95	0,95	0,95

Nivel de carga DC					
Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Nivel de carga DC (p.u.)	0,21	0,07	0,20	0,004	0,29

Tabla 5.5. Resultados de la simulación 2 del caso de estudio 1.

Al igual que en el caso anterior, este modo de control cumple con todas las condiciones de operación impuestas por nuestros criterios, en comparación con el modo de control centralizado no se pueden obtener demasiadas conclusiones, se observa una disminución del nivel de tensión en el sistema DC y una redistribución de las cargas por las líneas, especialmente por las líneas DC, pero aparte de eso no hay mayores diferencias y el modelo es completamente válido.

Habrá que esperar a analizar diferentes contingencias en ambos modelos para hallar cuál de ellos se comporta mejor en caso de fallas en los convertidores.

5.3.2 Bloque 2 de simulaciones del caso de estudio 1

Este bloque comprende las simulaciones 3 y 4, en las que se simularán fallos simples (tipo N-1) sobre los diferentes convertidores presentes en cada sistema, es decir, la eventual salida de servicio de uno de los convertidores. Para ello, será necesario ejecutar un flujo de cargas para contingencia.

En el caso de la simulación 3, dado que ponemos a prueba el control centralizado, existe una excepción en qué convertidores saldrán de la red, ya que cómo se vio en el capítulo 3, en este tipo de control si falla el convertidor que ejerce el control del sistema y no existe un sistema de respaldo, las sucesivas desviaciones de los valores respecto a las referencias establecidas harán que finalmente el sistema entero supere los límites operacionales establecidos.

Por esta razón en la simulación 3 no se contempla la salida del convertidor 2 (tipo slack) del sistema, puesto que es el que ejerce el control, por lo que tendremos un total de 3 flujos de potencias (salida de convertidores 1, 3 y 4). Si estas contingencias ponen o no en riesgo a la red se verá en el análisis de resultados de la simulación 3.

En la simulación 4 se prueba el mismo escenario de contingencias sobre control distribuido, por lo que no hay ningún convertidor que a priori suponga un fallo del sistema, con lo que esta simulación tendrá 4 flujos de potencia, uno por cada uno de los convertidores presentes en la red.

5.3.2.1 Análisis de simulación 3. Fallo tipo N-1 con control centralizado

Se simularán, de manera secuencial, fallos simples (N-1) de los convertidores, es decir, el supuesto en el que por alguna circunstancia, uno de los convertidores quedase fuera de servicio.

No se incluirá el caso de fallo del convertidor 2, ya que, además de las consecuencias expuestas anteriormente, provoca que el flujo de potencias ejecutado por el programa MatACDC no converja, con lo que no llegamos a conocer qué valores se obtendrían en este escenario. Esto se debe a que el programa emplea los datos de tensión y potencia de los convertidores en modo slack y droop como referencia para realizar las iteraciones del modelo matemático empleado[3], al no existir ningún convertidor en modo slack o droop, las iteraciones del programa se ven interrumpidas (ver Anexo 1).

Sabiendo esto, y como se verá más adelante en el caso del control distribuido, aquí se presenta una desventaja del control central frente al distribuido, puesto que su funcionamiento exige que el convertidor en modo slack siempre est  funcionando.

En esta simulación no se obtiene ningún valor fuera de límites, por lo que omitiremos mostrar los resultados. Para su consulta, se podrán encontrar dichos resultados en el Anexo 3.

5.3.2.2 Análisis de simulación 4. Fallo tipo N-1 con control distribuido

Se realiza el mismo análisis que para el caso de control centralizado, con la diferencia de que con la configuración tipo droop de los convertidores, el control del sistema no depende de un único convertidor, lo que lo hace más flexible frente a las fallas en estos.

Sabemos que los flujos de potencia convergerán independientemente de qué convertidor falle y salvo que alguna de las contingencias genere valores fuera de los límites establecidos, a priori esta configuración se puede considerar más segura que la anterior.

Los resultados obtenidos son bastante similares a los que se obtuvieron en el anterior método en cuanto a la desconexión de los convertidores 2, 3 ó 4, se mantienen los valores dentro de los límites aceptables de operación.

Sin embargo, la desconexión del convertidor 1 sí que da lugar a valores no deseados para el sistema, como se muestra en la Tabla 5.6:

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,96

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,31	0,26	0,27	0,49	0,16	0,07

Perfil de tensiones DC					
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Conv1out	Tensión (p.u.)	0,80	0,81	0,80	0,80

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1out	Nivel de carga (p.u.)	0,04	0,02	0,01	0,04	0,04

Tabla 5.6. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 1.

Si bien en lo referente al área en corriente alterna los resultados son aceptables, todos los valores en la zona de corriente continua sufren una gran disminución, hasta el punto de situar las tensiones por los nudos por debajo del límite operativo mínimo y el nivel de carga por las líneas DC no superior al 4%.

Como el convertidor 1 es el que demanda una mayor energía del sistema de AC y ha sido desconectado, en ausencia de cargas DC, la potencia que circula por este sistema cae enormemente (no hay necesidad de absorber potencia de la red AC), eso, unido al funcionamiento de los convertidores droop (ver capítulo 3), mediante una relación potencia-tensión, hace que la tensión también decaiga.

Debido a estos valores anormalmente bajos de tensión en bornes de los nudos DC, deberíamos dar como no válido el sistema presentado bajo la circunstancia de desconexión del convertidor 1 en control distribuido.

Sin embargo, existe una posibilidad de corregir este resultado. La modelización de los convertidores nos permite, cuando están trabajando en modo droop, modificar el punto de trabajo de los mismos.

En la Tabla 5.7, observamos la variación de los parámetros de los convertidores realizada para corregir la desviación de tensión sufrida en los nudos DC:

	Operación normal				Fallo convertidor 1				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertido r 1	-60	1	-58,6274	1,0079	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertido r 2	0	1	21,9013	1	0	1	21,9013	1	0	1	21,9013	1,15
Convertido r 3	35	1	36,1856	0,9978	35	1	36,1856	0,9978	35	1	36,1856	1,15
Convertido r 4	35	1	36,1856	0,9978	35	1	36,1856	0,9978	35	1	36,1856	1,15

Tabla 5.7. Reajuste de los parámetros de trabajo de los convertidores 2 a 3 de la simulación 4 del caso de estudio 1.

Estos puntos se configurarían en operación real basándose en la tecnología empleada y en las circunstancias propias de cada red, se podrían modificar para garantizar valores dentro de los límites operacionales del sistema a pesar de las posibles fallas del sistema, regresándolos a sus valores iniciales una vez solucionadas dichas fallas.

En este caso, si elevamos la tensión del punto de trabajo de los convertidores a 1,15 p.u. (no sobrepasaríamos ningún límite, ya que este valor es una referencia interna de los convertidores) obtendríamos:

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1out	Tensión AC(p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,96

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1out	Nivel de carga AC(p.u.)	0,57	0,31	0,26	0,27	0,49	0,16	0,07

Perfil de tensiones DC						
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	
Conv1out	Tensión(p.u.)	0,96	0,96	0,96	0,95	

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1out	Nivel de carga DC(p.u.)	0,03	0,02	0,01	0,04	0,04

Tabla 5.8. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 1, tras el reajuste de parámetros de los convertidores.

Como podemos ver, pese al cambio realizado en los parámetros de control, los valores del sistema en AC han sufrido unas variaciones mínimas y hemos conseguido que los

nudos DC trabajen dentro de los límites de tensión, aunque como es lógico, la circulación de potencia por la red de DC sigue siendo muy baja, ya que hemos elevado las referencias para la tensión, pero al estar desconectado el convertidor 1 sigue existiendo una gran falta de conducción de potencia por el circuito DC, respecto al caso de operación normal, (Tabla 5.9), aunque ahora sí podemos dar por válido este tipo de configuración, a pesar de las fallas simuladas.

	Operación normal	Fallo convertidor 1	Reajuste de parámetros
	Pcg (MW)	Pcg (MW)	Pcg (MW)
Convertidor 1	-70,887	0,000	0,000
Convertidor 2	13,262	-7,039	-6,843
Convertidor 3	24,632	-3,611	-3,745
Convertidor 4	27,568	7,173	7,118

Tabla 5.9. Evolución de la generación de potencia activa en los generadores del caso de estudio 1 en función de las distintas situaciones planteadas en la simulación 4.

Aquí hemos visto un ejemplo del control global que ejercen los convertidores, ya que al elevar la tensión del punto de trabajo de los convertidores operativos tras la contingencia, se elevan las tensiones en todos los nudos DC, aunque no estén conectados a dichos convertidores.

5.3.3 Bloque 3 de simulaciones del caso de estudio 1

Este bloque está compuesto únicamente por la simulación 5, que es una primera aproximación a un sistema de control de respaldo, con el que se espera determinar cuál de los convertidores presentes en el sistema es el más adecuado para suplir al convertidor de control en caso de salida y el nivel de fiabilidad que aportaría al sistema.

5.3.3.1 Análisis de simulación 5. Control centralizado con sistema de respaldo centralizado

Con las dos simulaciones anteriores se ha visto la ventaja del control distribuido frente al control centralizado, ya que a pesar de los valores que se obtengan, el control distribuido siempre funciona, independientemente de que convertidor falle, lo que nos ofrece la posibilidad de seguir operando en la red hasta que se consiga volver a introducir dicho convertidor en el sistema, algo que con el control centralizado no sucede, ya que la salida del convertidor que ejerce el control supone la caída del sistema.

Sin embargo, existe una posibilidad para solventar dicha desventaja. Los convertidores HVDC-VSC se pueden configurar en modo margen de tensión, de manera, que en caso de caída del convertidor que ejerce el control, uno de los otros convertidores pase de funcionar como convertidor a potencia constante (su configuración base) a modo slack, tomando el control de sistema y evitando así su caída.

A continuación se presenta la contingencia en la que el convertidor de control preconfigurado del sistema falla y otro de los restantes pasa a ejercer el control del sistema. Se simulará dicha situación para cada uno de los convertidores presentes, para poder decidir cuál de ellos sería más óptimo como respaldo del convertidor central.

En este caso, se mostrarán los resultados obtenidos tras los flujos de potencia a pesar de que no se dé ningún valor que supere los límites operacionales, para facilitar su comparación con los datos obtenidos en la simulación 1, puesto que se trata de determinar cuál de los convertidores presentes en el sistema es el más óptimo para sustituir al convertidor de control predeterminado (que se supone es el más óptimo de por sí).

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1Slack	Tensión AC(p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,97	0,96
Conv3Slack	Tensión AC(p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,97	0,96
Conv4Slack	Tensión AC(p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,97	0,96

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1Slack	Nivel de carga AC(p.u.)	0,59	0,27	0,17	0,17	0,32	0,03	0,03
Conv3Slack	Nivel de carga AC(p.u.)	0,59	0,28	0,18	0,18	0,37	0,04	0,05
Conv4Slack	Nivel de carga AC(p.u.)	0,58	0,28	0,19	0,20	0,33	0,06	0,01

Perfil de tensiones DC						
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	
Conv1Slack	Tensión(p.u.)	1,00	1,00	0,99	0,99	
Conv3Slack	Tensión(p.u.)	1,01	1,00	1,00	1,00	
Conv4Slack	Tensión(p.u.)	1,01	1,00	1,00	1,00	

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1Slack	Nivel de carga DC(p.u.)	0,16	0,16	0,23	0,02	0,35
Conv3Slack	Nivel de carga DC(p.u.)	0,11	0,11	0,16	0,06	0,31
Conv4Slack	Nivel de carga DC(p.u.)	0,14	0,14	0,20	0,02	0,25

Tabla 5.10. Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 1.

En ninguno de los casos se superan los límites operativos del sistema, por lo que podemos decir que cualquiera de los convertidores propuestos son válidos para sustituir al convertidor 2 como convertidor que controle el sistema.

Podríamos, observando los valores obtenidos, decidir cuál de dichos convertidores funcionaría mejor como respaldo del convertidor central, sin embargo, como los resultados obtenidos son tan similares entre ellos, incluso en sus variaciones respecto al caso de operación normal, no se puede argumentar razonadamente que un convertidor sea mejor que otro, ya que todos cumplen bien su cometido.

Llegado el caso, la decisión de escoger uno u otro convertidor para dicho cometido dependerá de otros parámetros del sistema, tales como si conectado al convertidor hay algún elemento de importancia, por ejemplo, un generador offshore, en cuyo caso interesa ejercer un buen control sobre las potencias inyectadas por éste y mantener las tensiones en dicha zona lo más cercanas al punto óptimo de trabajo.

5.3.4 Bloque 4 de simulaciones del caso de estudio 1

En éste y el bloque 5, las contingencias que se simularán serán de tipo N-2, es decir, el fallo simultaneo de dos elementos del sistema, en este caso dos convertidores.

Las simulaciones 6 y 7 que componen este bloque vuelven a tomar los modos de control básicos (centralizado y distribuido) y esta vez se les lleva un poco más al límite, haciendo fallar combinaciones de dos convertidores, hasta haberlas agotado todas.

De nuevo, en el caso de control centralizado, se excluyen las combinaciones que involucren al convertidor 2, por razones a esta altura del trabajo de sobra conocidas.

5.3.4.1 Análisis de simulación 6. Fallo N-2 con control centralizado

Se simularán, en este caso la salida del sistema de convertidores de dos en dos, manteniendo siempre conectado el convertidor 2.

Dado que ningún valor supera los límites operacionales impuestos, las tablas con los valores obtenidos de los flujos de potencia de la simulación 6 se encuentran en el Anexo 3.

Sí vamos a mostrar, en este caso, las potencias que circulan por los convertidores cuando sometemos al sistema al fallo doble de convertidores.

	Fallo convertidores 1 y 3	Fallo convertidores 1 y 4	Fallo convertidores 3 y 4
	Pcg (MW)	Pcg (MW)	Pcg (MW)
Convertidor 1	0,000	0,000	-59,910
Convertidor 2	-37,765	-37,598	56,761
Convertidor 3	0,000	35,024	0,000
Convertidor 4	35,023	0,000	0,000

Tabla 5.11. Flujo de potencia activa por los convertidores en la simulación 6 del caso de estudio 1.

Con los datos mostrados en la tabla nos percatamos del funcionamiento de la red DC en el sistema del caso 1. Si atendemos a la topología del caso (Figura 4.1), en este caso concreto el sistema DC no une diferentes sistemas AC entre sí, ni une puntos de generación aislados a una red mas grande, sino que es un sistema superpuesto al sistema AC, que actúa realmente como una especie de "refuerzo" o circuito auxiliar al circuito principal (el sistema AC en nuestro caso).

En este caso límite de fallo doble, se puede ver dicho comportamiento de manera más clara (la salida de dos convertidores del sistema ha "simplificado" los flujos de cargas), si tomamos por ejemplo el caso de fallo de los convertidores 1 y 3 vemos que la potencia absorbida de la red AC por el convertidor 2 es la que vuelve a entrar a la red por el convertidor 4 (teniendo en cuenta la pérdida de potencia tanto en convertidores como en líneas DC), por lo que la red DC simplemente está actuando como otro "camino" para la potencia eléctrica.

Con todo, la mayor consecuencia del tipo de contingencia simulada es el reajuste de los niveles de carga por las líneas, tanto de corriente alterna como de continua, que deben

ajustarse al nuevo escenario y continuar suministrando la potencia demandada a las cargas del sistema.

Pese a este reajuste de los flujos de potencia, en ningún momento se supera ningún límite operacional.

Llegados a este punto, y para este caso en concreto, podemos decir que la configuración de control centralizado (tipo slack) es una buena elección para controlar el sistema, ya que las diferentes contingencias simuladas no desestabilizan el sistema lo suficiente como para sacar los valores de los límites impuestos, y en el caso de perder el convertidor que ejerce el control sobre el sistema, sabemos que existe la posibilidad de usar uno de los convertidores restantes como respaldo hasta poder operar de nuevo con normalidad, trabajando hasta entonces dentro de los límites operativos establecidos.

Si, como se ha mostrado, el modo de control centralizado supera sin ningún problema contingencias de tipo N-2, cabe esperar el mismo resultado para el control centralizado con respaldo centralizado, aunque se llevará a cabo la simulación pertinente, ya que un buen análisis debe ser riguroso y realizar suposiciones sin un estudio puede llevarnos a tomar decisiones incorrectas.

5.3.4.2 Análisis de simulación 7. Fallo N-2 con control distribuido

Cabe esperar, dados los resultados de la simulación 4, que la desconexión simultánea del convertidor 1 y cualquier otro convertidor provocará la salida de ciertos valores de los límites operacionales establecidos, seguramente la tensión por los nudos DC. Debido a eso, se mostrará primero los resultados referentes al fallo simultáneo del convertidor 1 y otro más, en caso de que sea necesario, su posible corrección y por último el resto de contingencias con el resto de convertidores, mostrando una posible solución si existiera y si fuese necesaria.

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1-2out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,96	0,96	0,95
Conv1-3out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,99	0,95
Conv1-4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,99	0,96

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1-2out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,32	0,24	0,26	0,51	0,13	0,06
Conv1-3out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,31	0,26	0,27	0,48	0,16	0,07
Conv1-4out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,31	0,26	0,27	0,48	0,19	0,06

Perfil de tensiones DC					
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Conv1-2out	Tensión (p.u.)	0,79	0,79	0,79	0,79
Conv1-3out	Tensión (p.u.)	0,80	0,80	0,80	0,79
Conv2-4out	Tensión (p.u.)	0,83	0,83	0,83	0,83

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1-2out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03
Conv1-3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,04	0,03	0,00	0,03	0,04
Conv1-4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,01	0,02	0,01	0,00	0,00

Tabla 5.12. Resultados de la simulación 7 del caso de estudio 1.

Como cabía esperar, los valores de las tensiones en los nudos DC se salen de los límites operacionales. Como son los únicos valores que suponen la invalidez de este sistema, probamos a cambiar los mismos parámetros en los convertidores que en la simulación 4.

Como en la simulación citada, elevamos la tensión del punto de trabajo de los convertidores tipo droop, para elevar la tensión en los nudos conectados a ellos. Para la contingencia "Conv1-2out" se toma 1,2 p.u., para "Conv1-3out"; 1,16p.u y para "Conv1-4out"; 1,2 p.u., devolviendo los valores a los límites operacionales impuestos.

Reajustando la tensión del punto de trabajo de los convertidores droop, conseguimos devolver la tensión en los nudos DC a los límites de operación establecidos.

Sin embargo, tal y como pasaba en la simulación equivalente de fallo simple realizada anteriormente, los niveles de potencia por las líneas DC es tan baja que se podría considerar prácticamente nula, apenas llegando al 1% de la capacidad máxima de las líneas, lo que nos hace plantearnos la funcionalidad real de esta red DC superpuesta a la red existente AC, ya que además, observamos que pese a las modificaciones realizadas sobre los convertidores y a las contingencias ensayadas, la variación tanto en los flujos de potencia como en las tensiones de la red AC apenas se ven afectadas.

Los resultados de realizar las simulaciones de los fallos tipo N-2 con el reajuste de los convertidores se incluyen en el anexo 3, así como los cambios realizados en dichos convertidores

Para el resto de fallos dobles (salida de convertidores 2 y 3, convertidores 2 y 4 y convertidores 3 y 4), no hay ninguna violación de los límites establecidos, si bien, en el caso concreto de la salida de los convertidores 3 y 4 la tensión por los nudos DC alcanza, sin superar, el límite superior de tensión permitido en el sistema.

Aunque hay que tener en cuenta el riesgo que supondría tener los nudos de un sistema en el límite de tensión establecido, también debemos percatarnos que esto sucede bajo el tipo de fallo más severo, para el cual red eléctrica establece que se debe garantizar el suministro de las cargas que alimenta, es decir, dado que bajo un fallo tipo N-2 el sistema sigue operando sin superar los límites, los sucesos que provocarían una superación de dichos límites implicarían un fallo más grave que un N-2, para el cual la REE no garantiza el suministro de energía eléctrica, y al no existir un marco regulatorio de la operación en sistemas DC, nosotros aplicamos ese mismo criterio para nuestros sistemas.

Llegados a ese punto, simplemente se desconectaría el circuito en cuestión de la red y se procedería a su reparación.

Los fallos dobles, en este caso, no suponen la salida de los límites establecidos de ningún parámetro, siempre que el convertidor 1 no se vea involucrado.

Incluso cuando dicho convertidor falla, se ha comprobado que modificando los parámetros de trabajo del mismo podemos devolver al sistema a su funcionamiento

normal, a espera de que se reintroduzcan los elementos que han fallado al sistema, por lo que podemos dar este modelo por bueno.

Sin embargo, habría que estudiar si de verdad compensa implementar un control distribuido en el sistema, que sin lugar a dudas puede controlarlo, pero a costa de repetidas modificaciones en los parámetros de los convertidores y el estrés que eso supone tanto a los convertidores como al propio sistema.

5.3.5 Bloque 5 de simulaciones del caso de estudio 1

Este último bloque de simulaciones sobre el control del caso de estudio 1 plantea el fallo doble sobre el control centralizado con respaldo centralizado. El objetivo de someter este control a los fallos más severos contemplados por el criterio que establecimos al inicio de este capítulo, es tratar de hallar una conclusión acerca de qué modo de control es el más óptimo sobre el sistema planteado en el caso de estudio 1.

5.3.5.1 Análisis de simulación 8. Fallo N-2 con control centralizado con respaldo centralizado

Este bloque de simulaciones toma el fallo del convertidor 2 y otro de los convertidores del sistema, siendo que uno de los dos convertidores restantes mantiene su funcionamiento a potencia constante mientras que el otro ejerce el control del sistema.

Este fallo es el más severo para el cual, nuestro criterio garantiza tanto el suministro de cargas como la seguridad de la red.

En el Anexo 3 podemos ver los resultados de los flujos de carga para esta simulación y comprobar que en ningún caso se vulneran los límites operacionales ni de tensión ni de carga por las líneas, motivo por el cual no se han incluido en este apartado del presente capítulo.

Como cabía esperar en base a las anteriores simulaciones, el control centralizado con respaldo centralizado soporta fallas de tipo N-2 en convertidores.

5.3.6 Conclusiones de las simulaciones del caso de estudio 1

Tras realizar las simulaciones y analizar los resultados, podemos obtener las siguientes conclusiones.

El modo de control centralizado proporciona unos valores similares a los de la operación normal frente a las distintas contingencias y nunca se dan valores fuera de los límites de operación a pesar de éstas. Sin embargo, si no disponemos de un sistema de respaldo bien diseñado se puede dar el escenario en el que el convertidor de control falle y el sistema entero caiga, lo que supondría un peligro para la red a la que esté conectado. Si es posible la instalación de dicho sistema, al menos en el caso del sistema del caso de estudio 1 las sucesivas simulaciones han demostrado la fiabilidad y gran robustez que el control centralizado con respaldo centralizado pueden llegar a ofrecer, siendo que es capaz de soportar la salida de dos convertidores y no sólo mantener los valores del sistema dentro de los límites de operación, sino además es capaz de mantener las tensiones muy cercanas a sus valores de referencia.

Por otra parte, el sistema de control distribuido garantiza su funcionamiento independientemente de qué convertidor falle, sin embargo, sí que presenta violaciones de los límites operacionales con la salida de ciertos convertidores (aquellos de mayor potencia del sistema). Haciendo que, por lo menos, en la mitad de las contingencias las tensiones de los nudos DC se salgan de los límites establecidos. Sabemos que esto puede ser reparado modificando los parámetros de trabajo de los convertidores, pero hace que dicha modificación sea necesaria y rápida para que el sistema pueda seguir funcionando durante la falla sin poner en riesgo a la red.

Para una red del tamaño simulado, un criterio de elección de control del sistema más allá de los resultados obtenidos sería la accesibilidad a la configuración de los convertidores, en cuanto a su posibilidad y velocidad de respuesta de los mismos a las posibles modificaciones de sus parámetros para poder operar de manera segura durante la falla.

Si bien ambas configuraciones garantizan el suministro de potencia de las cargas presentes en el sistema, haciendo que ambas configuraciones sean aceptables, queda bastante claro que el control centralizado con respaldo centralizado, en caso de poder implementarse será el más adecuado para controlar el sistema del caso de estudio 1, debido a su fiabilidad y a su gran robustez.

5.4 Simulaciones del caso de estudio 2

El caso que ahora someteremos a contingencias representa una interconexión entre tres zonas de corriente alterna mediante dos zonas de corriente continua (Figura 4.4.). Dadas las dimensiones de la red de alterna, y como el objetivo es el análisis del funcionamiento de la red de corriente continua durante las distintas contingencias, no se mostrarán datos de los nudos y líneas de corriente alterna en este análisis. Esta decisión también se toma debido a que la red está tan mallada que no se superan los límites operativos en esta.

5.4.1 Bloque 1 de simulaciones del caso de estudio 2

Estas primeras simulaciones tienen el mismo objetivo que las del primer bloque de simulaciones del caso de estudio 1, por una parte comprobar que los controles básicos funcionan en operación normal y, por otra, en el caso de que lo hagan, establecer una referencia en cuanto a los valores que debería alcanzar el sistema a pesar de las posibles contingencias que se den durante su operación.

5.4.1.1 Simulación 1. Control centralizado en operación normal

Se muestran ahora los resultados de un flujo de potencias en el sistema del caso 2 con control centralizado (Tabla 5.13.), para comprobar si funciona correctamente, en cuyo caso se tomarán los resultados como referencia de buen funcionamiento.

5.4.-Simulaciones del caso de estudio 2

Convertidor	Tipo AC	Tipo DC	Circuito DC	Nudo DC	Nudo AC	Pc (MW)	Qc (MVar)	Vc (p.u.)
1	PQc	Slack	1	N1DC	107	0	50	1
2	PVc	P	1	N2DC	203	75,3	-50	1
3	PQc	P	1	N3DC	301	-141,9	130	1
4	PQc	Slack	2	N4DC	113	131,5	75,9	1
5	PQc	P	2	N5DC	123	-61,7	0	1
6	PVc	P	2	N6DC	215	-123,4	-10	1
7	PQc	P	2	N7DC	217	50	20	1

Tabla 5.13. Configuración de convertidores para control centralizado del caso de estudio 2.

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	50	Total Gen Capacity	6984.0	-1070.0 to 3612.0
Generators	65	On-line Capacity	6984.0	-1070.0 to 3612.0
Committed Gens	65	Generation (actual)	5819.5	684.7
Loads	34	Load	5700.0	1160.0
Fixed	34	Fixed	5700.0	1160.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	2	Shunt (inj)	-0.0	2.4
Branches	77	Losses ($I^2 * R$)	98.26	935.24
Transformers	10	Branch Charging (inj)	-	1153.1
Inter-ties	20	Total Inter-tie Flow	2647.1	616.1
Areas	4			
		Minimum	Maximum	
Voltage Magnitude		0.980 p.u. @ bus 214	1.085 p.u. @ bus 206	
Voltage Angle		-14.17 deg @ bus 206	23.09 deg @ bus 122	
P Losses ($I^2 * R$)		-	6.24 MW @ line 212-223	
Q Losses ($I^2 * X$)		-	63.07 MVar @ line 114-116	

Figura 5.3. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 1 del caso de estudio 2.

En la Figura 5.3. Observamos que se cumplen todas las condiciones de operación normal para el sistema AC.

Perfil de tensiones DC							
Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,00	1,02	1,02	1,01

Nivel de carga DC							
Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Nivel de carga DC (p.u.)	0,57	0,77	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66

Tabla 5.14. Resultados de la simulación 1 del caso de estudio 2.

La operación normal para control centralizado funciona perfectamente en este sistema, por lo que podemos tomar sus resultados como valores de referencia a alcanzar en la red cuando ésta sufra alguna contingencia operando bajo control centralizado.

5.4.1.2 Simulación 2. Control distribuido

Comprobamos que el sistema funciona correctamente, esta vez con el control distribuido implementado, o lo que es lo mismo, todos los convertidores trabajando en modo droop, como se muestra en la Tabla 5.15.

Convertidor	Tipo AC	Tipo DC	Circuito DC	Nudo DC	Pc (MW)	Qc (MVar)	Droop	Pset (MW)	Vset (p.u)
1	PQc	Droop	1	N1DC	0	50	0,005	0	1,2
2	PVc	Droop	1	N2DC	75,3	-50	0,007	25	1,2
3	PQc	Droop	1	N3DC	-141,9	130	0,007	75	1,2
4	PQc	Droop	2	N4DC	130,5	75,9	0,007	65	1,2
5	PQc	Droop	2	N5DC	-61,7	0	0,005	12,5	1,2
6	PVc	Droop	2	N6DC	-123,4	-10	0,005	25	1,2
7	PQc	Droop	2	N7DC	50	20	0,005	0	1,2

Tabla 5.15. Configuración de convertidores para el control distribuido del caso de estudio 2.

Al igual que en la simulación anterior, en la Figura 5.4, cuando implementamos el control distribuido en los circuitos DC del caso de estudio 2 se cumplen todos los límites operacionales impuestos.

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	50	Total Gen Capacity	6984.0	-1070.0 to 3612.0
Generators	65	On-line Capacity	6984.0	-1070.0 to 3612.0
Committed Gens	65	Generation (actual)	5823.6	774.2
Loads	34	Load	5700.0	1160.0
Fixed	34	Fixed	5700.0	1160.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	2	Shunt (inj)	-0.0	2.3
Branches	77	Losses (I ² * Z)	109.76	1045.44
Transformers	10	Branch Charging (inj)	-	1150.3
Inter-ties	20	Total Inter-tie Flow	2892.3	611.7
Areas	4			
		Minimum		Maximum
Voltage Magnitude		0.977 p.u. @ bus 124		1.085 p.u. @ bus 206
Voltage Angle		-20.87 deg @ bus 107		22.64 deg @ bus 122
P Losses (I ² *R)		-	7.06 MW	@ line 112-123
Q Losses (I ² *X)		-	66.85 MVar	@ line 114-116

Figura 5.4. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 2 del caso de estudio 2.

Perfil de tensiones DC							
Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,06	1,06	1,06	1,06

Potencia y nivel de carga DC							
Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,15	0,17	0,13	0,002	0,10

Tabla 5.16. Resultados de la simulación 2 del caso de estudio 2.

Al igual que con el control centralizado, se cumplen todos los requisitos de operación normal, por lo que inicialmente podemos dar a este sistema como bueno.

Cabe destacar, tras observar los resultados de esta simulación, que ante un mismo escenario la implementación del control distribuido presenta una variación notable del valor de tensiones en nudos DC y nivel de carga por líneas DC en comparación con el control centralizado, como se muestra en la Tabla 5.16, (si bien todos los valores obtenidos siguen dentro de los límites, por lo que, de momento, no tenemos razones suficientes para descartar este método de control sin haberlo sometido a más pruebas)

5.4.2 Bloque 2 de simulaciones del caso de estudio 2

Se procede a simular contingencias de tipo N-1 en los convertidores del sistema.

En este bloque y en el siguiente, se mantendrá el mismo modo de control para ambos circuitos de DC.

5.4.2.1 Simulación 3. Fallo tipo N-1 con control centralizado

Se procede a simular el primer grupo de contingencias, consistente en desconectar convertidores uno a uno. Al ser control centralizado, nos enfrentamos a la misma problemática que para el caso 1, si desconectamos el convertidor que ejerce el control el sistema cae.

A esta problemática, en este sistema se le añade un inconveniente; existen dos circuitos diferenciados de corriente continua que operan de forma completamente independiente, cada una con su propio convertidor de control (convertidor 1 para el circuito 1 y convertidor 4 para el circuito 2), por lo que la desconexión del convertidor de control de una no debería de afectar al funcionamiento de la otra. Sin embargo, a pesar de que estos circuitos trabajan independientemente, cuando el software realiza las iteraciones para poder calcular los flujos de potencia del sistema, detecta que uno de los circuitos no tiene ningún convertidor slack o droop y el cálculo queda interrumpido (ver Anexo 1) [4].

Por esta razón, la desconexión de cualquiera de los convertidores de control deriva en la caída del sistema completo, con lo que tenemos dos contingencias que darían como inválido al modelo.

Esto se tratará de solucionar mediante un sistema de respaldo doble, que se explicará y simulará más adelante.

Tras simular esta contingencia, todos los flujos de potencia son correctos, salvo el correspondiente al fallo del convertidor 2 (situado en el circuito 1 DC, ver Figura 4.4. y Figura 4.5.), obteniéndose los resultados mostrados en la Tabla 5.17:

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv2out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	1,01

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv2out	Nivel de carga DC (p.u.)	1,34	0,00	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66

Tabla 5.17. Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 2.

El único problema que se genera en estas contingencias viene dado cuando se desconecta el convertidor 2.

El circuito 1 DC en el que se sitúa, tan sólo dispone de tres convertidores y dos líneas, por lo que al anular el convertidor 2, se anula la capacidad del sistema para verter la potencia transportada por sus líneas a través del convertidor desconectado, al suceder esto, como la línea que conecta el convertidor 2 al resto de la red de continua local no puede transportar la potencia (no está conectada a nada), la otra línea existente en el circuito es la que debe asumir toda la carga, produciéndose la sobrecarga del 34% mostrada.

	Operación normal	Fallo convertidor 2
	Pcg (MW)	Pcg (MW)
Convertidor 1	57,091	131,765
Convertidor 2	75,367	0,000
Convertidor 3	-141,533	-141,533

Tabla 5.18. Generación de potencia activa antes y después de la contingencia sufrida en la simulación 3 del caso de estudio 2.

En la Tabla 5.18 observamos las potencias generadas en este caso comparadas con la operación normal y vemos cómo al eliminar el convertidor 2, la potencia que éste debía generar ahora pasa a ser generada por el convertidor 1, con la consecuencia que ya se ha explicado.

Esta sobrecarga es superior al nivel de carga máximo establecido en el criterio de análisis, por lo que no es aceptable.

No hay ninguna maniobra con convertidores que nos permita evitar esta situación. Las posibles soluciones pasarían por rediseñar el circuito 1 DC (por ejemplo añadiendo más líneas de transmisión, para una mayor distribución de carga por las líneas), o por ejemplo desconectando de la red DC al generador situado en la zona 3 AC.

Aunque el resto de contingencias no suponen ningún problema para el sistema (consultar Anexo 3), la posibilidad de que se dé el fallo de convertidor 2 hace que sea peligroso operar con este modelo de control.

5.4.2.2 Simulación 4. Fallo tipo N-1 con control distribuido

Después de las simulaciones para este modelo de control para el caso 1, cabe esperar que se produzcan valores irregulares en cuanto a los niveles de tensión en los nudos de corriente continua. Si bien esto es inaceptable para la seguridad del sistema, sabemos cómo se puede solucionar este problema mientras se recuperan los elementos que han fallado del sistema. Si aun así no consiguiéramos volver a operación normal a pesar de la contingencia, deberíamos de dar como no válido este modo de control para la red que se plantea.

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv1out	Tensión DC (p.u.)	0,85	0,85	0,85	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv3out	Tensión DC (p.u.)	1,13	1,12	1,13	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,14	1,14	1,14	1,14

Tabla 5.19. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 2.

Como se había predicho, existen tres contingencias que suponen una violación de los límites establecidos de tensión para operación normal, la salida del convertidor 1 supone una bajada de tensión por debajo de los límites y la salida del convertidor 3 y 4 supone una superación de los mismos.

Se procede igual que en el caso 1, modificando el valor de la tensión del punto de trabajo de los convertidores, con una diferencia; en este caso tenemos dos circuitos de corriente continua diferenciados (Zona 1: convertidores 1 a 3 y Zona 2: convertidores 4 a 7), por lo que únicamente modificaremos dicho parámetro en el circuito donde se halle la contingencia, hasta hallar la tensión del punto de trabajo que corrija cada contingencia.

Para el fallo del convertidor 1 reajustamos la tensión del punto de trabajo de los convertidores 2 y 3 (ver Figura 4.5.) a 1,3 p.u., cuando falla el convertidor 3 ajustamos ese mismo parámetro a 1,15 p.u. y por último, para el fallo del convertidor 4, al situarse en el circuito 2 DC (ver Figura 4.6.) reajustamos la tensión de trabajo del resto de convertidores de ese circuito en 1,1 p.u. Para su consulta, las tablas que recogen estos cambios en los convertidores del caso de estudio 2 se encuentran en el Anexo 3.

Tras aplicar dichas correcciones se obtienen los siguientes resultados (para cada contingencia se ha aplicado su correspondiente corrección)

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv1out	Tensión DC (p.u.)	0,95	0,95	0,95	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv3out	Tensión DC (p.u.)	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,04	1,04	1,04	1,04

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv1out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	0,25	0,15	0,17	0,13	0,003	0,10
Conv3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,14	0,05	0,15	0,17	0,13	0,004	0,10
Conv4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,01	0,01	0,02	0,007	0,10

Tabla 5.20. Resultados de la simulación 4 tras aplicar los reajustes de parámetros correspondientes a cada contingencia.

Con las modificaciones realizadas el sistema vuelve a tener valores dentro de los límites establecidos, por lo que siempre que se puedan realizar las maniobras indicadas en los convertidores del sistema, podemos dar por bueno este modo de control.

5.4.3 Bloque 3 de simulaciones del caso de estudio 2

En este bloque se simularán los dos modelos de control centralizado con respaldo a saber el centralizado y el distribuido, implementando el mismo respaldo en ambos circuitos DC.

5.4.3.1 Simulación 5. Control centralizado con respaldo centralizado

Planteamos ahora un sistema de respaldo para poder solventar los problemas generados de las contingencias de tipo N-1 en el modo de control centralizado.

Como se ha mencionado anteriormente, existen dos circuitos de corriente continua independientes, por lo que el convertidor de respaldo deberá estar en el circuito donde se produce la falla. Se simulará el sistema de respaldo de manera independiente.

Para estas simulaciones, lo primero que hacemos es cambiar el modo de trabajo del convertidor que queramos que ejerza el control de su modo predeterminado de potencia constante a modo slack y después desconectamos el convertidor que ejerce el control en operación normal, en caso del circuito 1, el convertidor 1, y para el circuito 2, el convertidor 4.

Hay que tener en cuenta que, siempre que se simula el paso de un convertidor "normal" a un convertidor de control, estamos haciendo fallar al convertidor de control preestablecido del sistema, por lo que nos hallamos en una situación de fallo tipo N-1.

Sistema de respaldo en el circuito 1:

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv2Slack	Tensión DC (p.u.)	1,02	1,00	1,02	1,00	1,02	1,02	1,01
Conv3Slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	1,00	1,00	1,02	1,02	1,01

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv2slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	1,34	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66
Conv3slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	0,77	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66

Tabla 5.21. Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 2.

Observamos, como en el caso sin respaldo, que se produce una violación de los límites operativos en el circuito 1, concretamente cuando falla el convertidor 1 y el convertidor 2 pasa a ejercer el control, vemos cómo la carga por la línea L2DC excede el máximo permitido de carga. Por razones de seguridad durante la operación del sistema, no podemos aceptar este resultado.

Es exactamente la misma situación que en la simulación 3 de este caso de estudio, solo que se intercambian los papeles el convertidor 1 con el convertidor 2.

Como en la simulación 3, en estas circunstancias no podemos dar por bueno el control centralizado con respaldo centralizado para el circuito 1 DC cuando el convertidor que actúa como respaldo es el convertidor 2, pues no existe ninguna maniobra que nos permita devolver los valores a los límites operacionales del sistema.

En su lugar, si empleamos el convertidor 3 como respaldo en el control distribuido este método de control es perfectamente válido.

Sistema de respaldo en el circuito 2:

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv7slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,01	1,02	1,01	1,00

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv7Slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,16	0,27	0,11	0,44	1,09

Tabla 5.22. Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 2 (sistema de respaldo en el circuito 2 DC).

Volvemos a tener un caso en el que se superan los límites operacionales del sistema, en este caso por la línea L7DC la carga aumenta un 9,47% el máximo establecido si el convertidor 7 ejerce el control del sistema, por lo que emplear dicho convertidor pondría en riesgo la seguridad del sistema.

En su lugar, si empleamos el convertidor 5 o 6 como respaldo de control del circuito 2 DC los valores que se obtienen están dentro de los límites (ver Anexo 2), por lo que el control distribuido con respaldo distribuido se puede implementar perfectamente en este caso de estudio.

5.4.3.2 Simulación 6. Control centralizado con respaldo distribuido

En esta simulación implementamos un sistema de respaldo que no ha sido probado hasta ahora.

Se decide simular este modo de respaldo distribuido debido a que ciertos convertidores no funcionan bien como respaldo de control en el respaldo centralizado, al dar lugar a valores por encima de los límites del sistema. En caso de que este modo de control presente una mejor respuesta ante contingencias, se empleará en lugar del control centralizado con respaldo centralizado.

En este caso, para sustituir el fallo del convertidor de control, el resto de convertidores pasarán de funcionar en modo de potencia constante a modo droop, por lo que el control global de la red pasará a ser control distribuido.

Dados los resultados obtenidos en las simulaciones anteriores que involucraban al control distribuido, cabe esperar que se superarán los límites de tensión impuestos para los nudos DC, sin embargo, al existir la posibilidad de reajustar el funcionamiento de los convertidores, debemos realizar las simulaciones correspondientes a este método de control.

Las contingencias serán los fallos de los convertidores que ejerzan el control en cada circuito DC.

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv1out	Tensión DC (p.u.)	0,85	0,85	0,85	1,00	1,01	1,01	1,01
Conv4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,14	1,14	1,14	1,14

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv1out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	0,25	0,24	0,28	0,24	0,01	0,11
Conv4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,04	0,01	0,01	0,02	0,01	-10,26

Tabla 5.23. Resultados de la simulación 6 del caso de estudio 2.

Hemos pasado de control centralizado a control distribuido tras sufrir un fallo simple en uno de los convertidores y los valores de tensión obtenidos en el circuito DC, en el cual se produce el fallo, se salen de los límites de operación, tal y como sucedió en la simulación 4.

Comparando los resultados obtenidos con los de la simulación 4, vemos que los valores fuera de límite son idénticos, por lo que cabe esperar que los mismos reajustes que realizamos para ese caso nos sirvan ahora.

Aplicando los mismos reajustes de la tensión del punto de trabajo que en la simulación 4, los valores de tensión vuelven a ser aceptables y se puede aceptar este control como válido.

En el Anexo 3 se encontrarán las tablas que recogen los reajustes realizados sobre los convertidores y los resultados tras realizar los flujos de potencia con dichos cambios.

5.4.4 Bloque 4 de simulaciones del caso de estudio 2

Como se dijo anteriormente, al ser los circuitos DC independientes entre sí, existe la posibilidad de implementar distintos modos de control en la zona DC.

En cierto modo hemos visto como se comporta el sistema cuando esto sucede, ya que en la simulación anterior, si bien inicialmente ambos circuitos tienen implementado el control centralizado, cuando uno de los controladores falla y el otro no, uno de los circuitos opera con control central y el otro con control distribuido.

Como hemos visto que es posible que operen con modos de control distintos de manera simultánea, sin que existan conflictos entre los convertidores que ejercen el control (lo cual es lógico, pues son circuitos independientes), se procede a simular distintos modos de control en cada circuito de manera simultánea.

El objetivo de estas simulaciones es tanto comprobar si este modo de control "combinado" es factible como, en caso de que así sea, establecer unos valores referencia a alcanzar cuando sometamos a este sistema a distintas contingencias.

5.4.4.1 Simulación 7. Control combinado 1

Con las simulaciones de fallos simples (N-1) realizadas hasta ahora, hemos visto que cada circuito de corriente continua responde mejor o peor ante las contingencias, dependiendo del tipo de control que tiene e independientemente del otro circuito de corriente continua.

Por esta razón, y dado que se trata de hallar el mejor método de control para la red, se plantea lo siguiente; dado que cada circuito opera de manera independiente, configurar el modo de control que mejor funcione en cada uno de ellos y comprobar si configurar distintos modos de control local, dentro de una sola red, sería o no beneficioso para el sistema.

Con los análisis mostrados, podemos llegar a un primer modo de control combinado, que consiste en implementar el control distribuido para el circuito 1 y control centralizado para el circuito 2.

Dicha configuración se toma por las siguientes razones: Para el circuito 1 hemos comprobado que con el control distribuido las contingencias producen valores de tensión fuera de los límites establecidos, hemos comprobado que esto se puede solucionar modificando un parámetro interno de los convertidores que operan en ese circuito, mientras que las contingencias con control centralizado en este circuito generan sobrecargas en las líneas que no pueden ser solucionadas desde un centro de control, la única solución en este último caso sería rediseñar la red.

Por otra parte en el circuito 2 no se produce ningún fallo que suponga peligro para la red, si bien con el control centralizado tan solo se produce una ligera sobrecarga en una de las líneas en una contingencia determinada, y aun así, dicha sobrecarga entra en los límites establecidos por los P.O., este modo de control proporciona unos valores más estables a la red, por lo que optaremos por aplicar el control centralizado al circuito 2 de corriente continua.

Con los datos que se han obtenido hasta ahora, cabe esperar que este modelo de control funcione perfectamente en condiciones de operación normal, ya que no hay nada anómalo en ninguno de los sistemas, ni se le está sometiendo a ninguna carga que fuerce los límites de funcionamiento.

Por otra parte, funcionando bajo una contingencia hemos visto como en ocasiones sí que se fuerzan los límites del sistema, en algunas de ellas ya sabemos cómo corregirlos, como en el caso de las subidas y bajadas de tensión fuera de límites en el caso de los convertidores tipo droop. Otros, como las sobrecargas en líneas de corriente continua que resultan de algunas contingencias en el control centralizado, que en caso de ser muy severas, nos veríamos forzados o bien a descartar este tipo de control para el sistema estudiado ó a rediseñar ciertas zonas del sistema (por ejemplo implementar líneas dobles

entre algunos nudos o mallar más algunas aéreas), en caso de que quisiéramos mantener este tipo de control.

Así, en primer lugar procedemos a simular la red con dicha configuración de control en operación normal.

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	50	Total Gen Capacity	6984.0	-1070.0 to 3612.0
Generators	65	On-line Capacity	6984.0	-1070.0 to 3612.0
Committed Gens	65	Generation (actual)	5825.6	754.9
Loads	34	Load	5700.0	1160.0
Fixed	34	Fixed	5700.0	1160.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	2	Shunt (inj)	-0.0	2.3
Branches	77	Losses ($I^2 * Z$)	107.57	1025.94
Transformers	10	Branch Charging (inj)	-	1150.5
Inter-ties	20	Total Inter-tie Flow	2863.8	611.3
Areas	4			
Minimum			Maximum	
Voltage Magnitude	0.978 p.u. @ bus 124		1.085 p.u. @ bus 206	
Voltage Angle	-21.20 deg @ bus 107		21.92 deg @ bus 122	
P Losses ($I^2 * R$)	-		6.49 MW @ line 212-223	
Q Losses ($I^2 * X$)	-		63.84 MVar @ line 114-116	

Figura 5.5. Resumen del flujo de potencias del sistema AC de la simulación 7 del caso de estudio 2.

Obtenemos los siguientes resultados tras efectuar el flujo de potencia en el sistema:

Perfil de tensiones DC							
Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,00	1,02	1,02	1,01

Nivel de carga DC							
Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66

Tabla 5.24. Resultados de la simulación 7 del caso de estudio 2.

Como se había dicho, en operación normal no se genera ningún problema con el control implementado.

5.4.4.2 Simulación 8. Control combinado 2

Pese a las razones expuestas en la simulación anterior para escoger dicho modelo de control combinado, con el objetivo de hacer un estudio riguroso, se simulará la situación inversa, a saber control centralizado para el circuito 1 DC y distribuido para el circuito 2 DC.

System Summary			
How many?		How much?	
		P (MW)	Q (MVar)
Buses	50	Total Gen Capacity	6984.0 -1070.0 to 3612.0
Generators	65	On-line Capacity	6984.0 -1070.0 to 3612.0
Committed Gens	65	Generation (actual)	5817.8 706.8
Loads	34	Load	5700.0 1160.0
Fixed	34	Fixed	5700.0 1160.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0 -0.0
Shunts	2	Shunt (inj)	-0.0 2.4
Branches	77	Losses ($I^2 * Z$)	100.75 957.44
Transformers	10	Branch Charging (inj)	- 1152.9
Inter-ties	20	Total Inter-tie Flow	2675.5 616.3
Areas	4		
		Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.979 p.u. @ bus 124	1.085 p.u. @ bus 206	
Voltage Angle	-13.70 deg @ bus 206	23.81 deg @ bus 122	
P Losses ($I^2 * R$)	-	6.67 MW @ line 112-123	
Q Losses ($I^2 * X$)	-	66.06 MVar @ line 114-116	

Figura 5.6. Resumen del flujo de potencias de la simulación 8 del caso de estudio 2.

Obteniendo los siguientes resultados:

Perfil de tensiones DC							
Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,06	1,06	1,06	1,06

Nivel de carga DC							
Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,15	0,17	0,13	0,002	0,10

Tabla 5.25. Resultados de la simulación 8 del caso de estudio 2.

De nuevo, los resultados implican que el sistema es perfectamente válido, sin embargo, los valores de tensión en los nudos DC del circuito 2 DC son superiores a lo que hemos visto en las simulaciones de operación normal, están muy próximos al valor de 1,1 p.u. impuesto por nuestros criterios, lo cual nos hace predecir, que en caso de sufrir alguna contingencia en el circuito 2 DC es previsible que se superen los límites de tensión en dichos nudos DC.

5.4.5 Bloque 5 de simulaciones del caso de estudio 2

Dado que las simulaciones del bloque anterior no son determinantes para escoger entre uno de los dos posibles controles combinados, se decide someter dichos controles a diversas contingencias simples con el fin de poder descartar uno de los dos e implementar modos de control avanzados sobre el modelo que consideremos válido.

5.4.5.1 Simulación 9. Fallos tipo N-1 con control combinado 1

Se procede a simular contingencias simples en los convertidores. Se irán desconectando uno a uno cada convertidor y estudiando los valores obtenidos. Se corregirán las anomalías que aparezcan, en el caso de que lo hagan, y en la medida de lo posible, no se desconectará en esta primera simulación de contingencias el convertidor 4, ya que es el convertidor que ejerce el control sobre el circuito 2 y esta simulación no tiene implementado un sistema de respaldo para dicho circuito.

La Tabla 5.26 recoge los resultados de esta simulación.

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv1out	Tensión DC (p.u.)	0,85	0,85	0,85	1,00	1,02	1,02	1,01
Conv3out	Tensión DC (p.u.)	1,13	1,12	1,13	1,00	1,02	1,02	1,01

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv1out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	0,25	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66
Conv3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,14	0,14	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66

Tabla 5.26. Resultados de la simulación 9 del caso de estudio 2.

De nuevo, vemos que el circuito que tiene implementado el control distribuido supera los límites de tensión en los nudos DC.

Observamos que se producen los mismos problemas que cuando se simuló el fallo simple con el control distribuido, al desconectar los convertidores 1 y 3 se producen una bajada y una subida de tensiones fuera de límites, respectivamente.

Por suerte, sabemos cómo solucionar dicha problemática, para la salida del convertidor 1, reconfiguramos la tensión del punto de trabajo del circuito 1 a 1,3p.u. y para la salida del sistema del convertidor 3, la situamos en 1,15 p.u..

Este fallo lo hemos visto repetidas veces a lo largo de las simulaciones y dado que sabemos que se puede solventar reajustando la tensión de los convertidores que controlan el circuito, se omitirán aquí las tablas que muestren tanto el reajuste de los convertidores como los resultados tras dicho reajuste, pudiéndose hallar en el Anexo 3.

Dado que este fallo se puede corregir y que el resto del sistema opera dentro de los límites, daremos este control por válido, aunque debemos esperar a conocer los resultados del control combinado 2 para poder decidir cuál de ellos es mejor.

5.4.5.2 Simulación 10. Fallo tipo N-1 con control combinado 2

Se repite el proceso de la simulación anterior, con el control combinado 2, obteniéndose los fallos mostrados en la Tabla 5.27:

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv2out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,02	1,02	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,14	1,14	1,14	1,14

Potencia y nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv2out	Nivel de carga DC (p.u.)	1,34	0,00	0,15	0,17	0,13	0,002	0,10
Conv4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,01	0,01	0,02	0,01	0,10

Tabla 5.27. Resultados de la simulación 10 del caso de estudio 2.

Como se ha visto en todas las simulaciones, los fallos que se dan en los controles básicos bajo fallo tipo N-1 se reproducen cuando son implementados en controles avanzados.

Estos fallos ya se han simulado con anterioridad.

En el caso de la sobrecarga de la línea L1DC tras el fallo del convertidor 2, en la simulación 5 vimos que es un fallo que nos obliga a descartar este modo de control, puesto que somete al sistema a una sobrecarga muy superior a la permitida por los límites que hemos establecido.

En cuanto a la sobretensión en los nudos DC del circuito 2 DC por la salida del convertidor 4, en la simulación 6 vimos cómo se podía corregir dicha situación, pero dado que ya se ha explicado las medidas a tomar y como se ha descartado el control combinado 2 como posible modo de control del sistema, no merece la pena mostrar los resultados del flujo de potencias tras eliminar las sobretensiones en el circuito 2 DC.

5.4.6 Bloque 6 de simulaciones del caso de estudio 2

Una vez determinado que el control combinado 1, que a partir de este momento pasará a denominarse simplemente control combinado, es el mejor sistema de control combinado básico que podemos implementar en el sistema, pasamos a simular la implementación de los distintos sistemas de respaldo en el circuito 2 DC.

5.4.6.1 Simulación 11. Control combinado con respaldo centralizado en el circuito 2 DC

Aunque la anterior simulación probaba que el control combinado era funcional, sabemos que si se hubiese producido el fallo del convertidor 4, todo el sistema habría caído, lo cual haría que el modelo no fuese válido. Para evitar tal suceso, procedemos a implementar un sistema de respaldo en el circuito 2 de corriente continua y a probar el sistema activando los diferentes convertidores como convertidores de respaldo para el controlador del circuito.

Dadas las simulaciones anteriores, en las que los circuitos de corriente continua se han comportado de manera independiente y de manera muy similar a las simulaciones en las que sólo se implementaba un tipo de control, es factible que los resultados que obtengamos de estas simulaciones sean muy similares o incluso iguales a los de la simulación 5, donde se probaba el control centralizado con respaldo centralizado.

Si se da ese caso, sabremos que se producirá una sobrecarga en la línea L7DC de alrededor del 110% de la carga máxima para la que ha sido diseñada al emplear el convertidor 7 como respaldo, lo cual, por motivos de seguridad no es aceptable según los criterios de operación impuestos y podremos decir que siempre que no se emplee éste convertidor como respaldo de control, el control combinado es el mejor método que podemos implementar para este caso, ya que toma las ventajas de cada tipo de control y además suple los fallos que supondría emplear un único modo de control para la red.

En caso de que se diese otro error, o un error más grave deberemos de analizarlo para determinar la validez de este modelo.

A continuación, en la Tabla 5.28, sólo se darán los datos de las contingencias que supongan un fallo del sistema, pudiéndose encontrar el resto de resultados en el Anexo 3.

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv7Slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,01	1,02	1,01	1,00

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv7Slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,16	0,27	0,11	0,44	1,09

Tabla 5.28. Resultados de la simulación 11 del caso de estudio 2.

Tal y como se predijo, en lo referente a los resultados obtenidos para el circuito 2, son exactamente iguales a los que obtuvimos en la simulación 5.

Como no se da ningún fallo en ningún otro punto de los circuitos, siempre que no se escoja el convertidor 7 como respaldo, el control combinado con respaldo centralizado para el circuito 2 DC es plenamente funcional.

5.4.6.2 Simulación 12. Control combinado con respaldo distribuido para el circuito 2 DC

La simulación anterior demuestra la validez del sistema de respaldo centralizado para el control combinado, sin embargo, se simulará un respaldo distribuido para dicho modo de control y se comparará con los resultados de la simulación anterior.

Si los resultados obtenidos mejoran los valores que se han dado anteriormente, se optará por implementar el control combinado con respaldo distribuido para el circuito 2 DC.

Al implementar este control, se da la situación en la que al pasar el circuito 2 DC de estar controlado en modo control central por el convertidor 4, a estar controlado por el resto de convertidores de su circuito en modo distribuido tras el fallo del convertidor 4, todos los nudos DC del sistema sufren una sobretensión que supera los límites operacionales del sistema, tal y como se muestra en la Tabla 5.29:

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,14	1,14	1,14	1,14

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,01	0,01	0,02	0,01	0,10

Tabla 5.29. Resultados de la simulación 12 del caso de estudio 2.

Sabemos cómo devolver la tensión de los nudos DC del circuito 2 DC a los límites de operación, pero el hecho de que se produzca este fallo con este modelo de respaldo, cuando con el respaldo centralizado existen dos convertidores para los cuales no se supera ningún límite, nos hace descartar este último modo de control simulado.

No merece la pena implementar un modo de control que requiera reajustes en los convertidores cada vez que se produzca una contingencia determinada, cuando tenemos otro modelo que funciona automáticamente sin que se produzcan fallos.

5.4.7 Conclusiones de las simulaciones del caso de estudio 2

Todas las simulaciones realizadas para determinar el modo de control más óptimo sobre el sistema del caso de estudio 2 nos demuestran que, ésta no es una tarea sencilla que se pueda tomar a la ligera.

En la medida que un sistema crece, crecen el número de elementos que lo componen y con ello se incrementan las variables que determinan el funcionamiento de dicho sistema.

Estas simulaciones trataban, por una parte de conocer cómo responden los convertidores ante cambios bruscos en el sistema donde están integrados. De dichos cambios hemos escogido uno de los más severos, que es la pérdida de convertidores

Por otra parte, también se trataba de determinar si existe alguna pauta, comportamiento o estructura de la red eléctrica que nos permitiese, en una primera aproximación, determinar el modo de control más óptimo para regular dicha red.

Si bien en el caso de estudio 1 llegamos a determinar de manera más o menos simple, gracias a los resultados de las simulaciones, qué modo de trabajo de los convertidores era el más adecuado para controlar el sistema, no sucede lo mismo con la red eléctrica que nos ocupa.

Es cierto que hemos podido determinar que el modo de control combinado 1 con respaldo centralizado es el mejor para regular el caso de estudio 2, sin embargo, esta decisión ha sido tomada por ser el sistema que menor riesgo supone para nuestra red, no por su robustez o fiabilidad.

Hemos visto cómo en prácticamente todas las contingencias simuladas existía algún valor que superaba los límites operacionales impuestos por unos criterios propios basados en los P.O de REE, que aunque en la mayoría de los casos era posible hacer que el sistema volviese a valores aceptables mediante diversas maniobras de control en los

convertidores, éste no es el escenario ideal en el que se espera trabajar con una red eléctrica, que dada su naturaleza debe ofrecer un nivel de seguridad muy elevado.

Esto evidencia la complejidad que supone diseñar una red eléctrica fiable, capaz de trabajar incluso durante el fallo de algunos de sus elementos. La gran cantidad de variables y posibles escenarios de trabajo a tener en cuenta, hacen necesario un trabajo de simulación y de diseño muy riguroso y exhaustivo.

Si quisiéramos obtener un modo de control más fiable sobre esta red, sin realizar cambios en los elementos existentes en ella, deberíamos de centrarnos no tanto en las posibles combinaciones de modos de trabajo de los convertidores (se han simulado todas las combinaciones que eran posibles y tenía sentido realizar), como en estudiar de manera detallada si los parámetros internos de los convertidores son los más idóneos para operar en esta red.

Para terminar, las simulaciones sobre el caso de estudio 2 han demostrado la imposibilidad de "generalizar" un modo de control de la red mediante convertidores HVDC-VSC, no por falta de capacidad de estos aparatos, sino por el complejo funcionamiento de una red eléctrica.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

El objetivo de este trabajo, es realizar un análisis de redes DC funcionando como conexiones HVDC entre redes AC, sometidas a fallos en los convertidores HVDC-VSC que funcionan tanto, como enlace entre ambas redes, como controladores de las mismas.

Para poder realizar dicho análisis en primer lugar debemos conocer la tecnología HVDC.

En el diseño de las futuras superredes se plantea el uso de la transmisión HVDC para conectar las grandes redes AC de los distintos países, así como las futuras redes de generación, basadas en fuentes de energía renovables, con las redes AC ya existentes.

Esta tecnología presenta una serie de características que la determinan como la más idónea para este cometido:

- A grandes distancias, la transmisión HVDC presenta menores pérdidas de potencia en las líneas que la transmisión HVAC.
- Permite la conexión asíncrona de redes AC.
- Los sistemas HVDC actúan como cortafuegos, evitando la propagación de fallos entre las redes que conectan, así como la propagación de fallos desde la red DC que sirve de enlace hacia las redes AC.
- Permiten la conexión con la red AC existente de los puntos de generación remotos, algo imposible con la transmisión HVAC

Como toda tecnología, la transmisión HVDC también presenta sus desventajas, siendo la más importante de ellas, los elevados costes de inversión que suponen los centros de convertidores necesarios para realizar las conexiones entre redes, pero en comparación con las ventajas que aportan al sistema, son desventajas menores.

Una vez conocidas las razones de emplear la transmisión HVDC, se presenta la tecnología de convertidores empleados en este trabajo, los HVDC-VSC cuya característica principal es la capacidad de controlar de manera independiente las señales de potencia activa y de potencia reactiva.

Existen varios modos de trabajo mediante los cuales los convertidores HVDC-VSC ejercen control sobre las redes a las que se conectan.

Con la red AC, pueden trabajar controlando la potencia activa o reactiva que circulan por ellos, dependiendo de las necesidades del nudo al que estén conectados.

Con la red DC, trabajan controlando la tensión en el nudo al que se conectan, para lo cual pueden basar dicho control en la corriente o en la potencia, que es el método empleado en este trabajo. Llegados a este punto, podemos hacer distinción entre dos niveles de control determinados por el alcance que tienen.

El primer nivel, el local, es el modo en el que un convertidor controla la tensión del nudo DC al que está conectado

El segundo nivel, el global, es el modo en el que el conjunto de convertidores presentes en el sistema ejercen control sobre la totalidad del sistema

Hecha esta presentación previa de la tecnología empleada en el trabajo, llegamos al punto principal del mismo, analizar cómo, dependiendo del control implementado, reacciona el sistema ante el fallo de los diferentes convertidores presentes en él. Este planteamiento tiene dos objetivos, por una parte un estudio del comportamiento de convertidores y red ante el fallo de convertidores y por otra, determinar qué modos de control presentan mejores características de cara a crear una red robusta y fiable.

Para esta tarea se emplean dos sistemas eléctricos distintos, un primer sistema simple, compuesto tan sólo de una red AC y una red DC, para realizar una primera aproximación al comportamiento de los convertidores y un segundo sistema, más complejo, compuesto por tres zonas AC independientes, interconectadas mediante dos circuitos DC, con el objetivo de realizar el estudio ya planteado en una red similar a las que se planean instalar en la futura superred.

Se realizó un gran número de simulaciones y análisis, implementado los diferentes modos de control y sometidos a diferentes contingencias, de los cuales en este trabajo sólo se muestran aquellos que aportan información útil.

La conclusión final, es que no se puede determinar si un modo de control es mejor o peor que otro, sin las simulaciones correspondientes, ya que su comportamiento depende en gran medida de la red a la que se conecta.

Así, por ejemplo, al iniciar las simulaciones estaba convencido de que para prácticamente cualquier red el control distribuido era el más adecuado, pues al no depender de ningún convertidor fijo para ejercer el control (como ocurre con el control centralizado) sería un control más seguro, sin embargo, ante ciertas contingencias generaba valores inadmisibles para la operación de la red.

Las sucesivas simulaciones, especialmente en el caso de estudio 2, evidencian la complejidad de la elección de un modo de control para la red, tarea en la que no se

dispone de ninguna herramienta predictiva que nos permita descartar alguno de estos métodos sin la necesidad de simularlos. Hay que implementar cada uno de ellos y llevarlos al límite, hasta poder determinar cuál es el que ofrece mayor seguridad y fiabilidad al sistema.

El proyecto de la superred europea posee unas dimensiones titánicas, con un nivel de complejidad muy superior al planteado en este trabajo y es un proyecto que, si llega a ser implantado, puede cambiar nuestro modo de vida, al menos a nivel energético. Por ello, los trabajos de diseño y de simulación de todas las partes que lo componen han de ser exhaustivos y rigurosos, en los que se debe contemplar todos y cada uno de los posibles escenarios de operación en una red eléctrica.

6.2 Trabajos futuros

La tecnología que trata este trabajo está en continuo desarrollo, y antes de que se llegue a implantar la superred surgirán nuevas tecnologías HVDC o se mejorarán las ya existentes, por lo que serán necesarios estudios de simulación para conocer su funcionamiento.

De las simulaciones fallidas y los resultados negativos de las mismas, podemos deducir futuras líneas de trabajo sobre este mismo campo. Se puede centrar el estudio sobre uno de los modos de control en concreto, ahondando más en su funcionamiento de lo que se ha hecho en este trabajo, para poder conocer con mayor precisión su comportamiento frente a contingencias y las posibles soluciones a dichos fallos sin necesidad de cambiar el modo de control implementado.

Por último, este trabajo realizaba un análisis estático de la red tras sufrir una contingencia preconfigurada. Si bien la información es perfectamente válida, no nos permite conocer la evolución del sistema a lo largo del tiempo, ni datos de gran importancia, como los tiempos de respuesta de los convertidores o la duración de las fallas. Una buena línea de trabajo sería realizar simulaciones dinámicas de redes con esta tecnología, en la que pudiésemos ver el comportamiento de los convertidores a lo largo del tiempo, cómo interactúan en operación normal y cómo lo hacen ante fallos en el sistema, para así poder tener información más precisa acerca de su comportamiento en una red real.

Bibliografía

[1] Mònica Aragüés Peñalba, Eduardo Prieto Araujo, Agustí Egea Álvarez, Oriol Gomis Bellmunt, "*Superredes, las redes eléctricas del futuro*", Rama de estudiantes del IEEE de Barcelona.

[2] "*Friends of the supergrid*", revista digital, (última visita Septiembre de 2016)
< <http://www.friendsofthesupergrid.eu/about/what-is-the-supergrid/>>

[3] Ray D Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez, March 20, 2015, "*MATPOWER 5.1 User's Manual*".

[4] Jef Beerten, July 4, 2012, "*MatACDC User's Manual*".

[5] Victor F. Lescale, Power Systems – HVDC, Santiago de Chile, 2015-04-15, "*Tecnología HVDC. Características y beneficios*". (última visita Septiembre de 2016)
< <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/ps/v%C3%ADctor-lescale-hcdc-parte-1.pdf?sfvrsn=2>>

[6] Gabriel Olguin, Ph.D., "*HVDC: principios, tecnologías y aplicaciones*". (última visita Septiembre de 2016)
<<http://pes.ieeechile.cl/wp-content/uploads/2014/01/HVDC-18-12-2013-IEEE.pdf>>

[7] Joan Ignasi Frau, Jordi Gutierrez, "*Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC*", Electrónica de potencia, Abril 2005/nº361. (última visita Septiembre de 2016).
<<http://www.cerien.upc.edu/jornades/jiie2005/ponencies/transporte%20de%20energia%20electrica%20en%20cc.pdf>>

[8] "*Economical and environmental advantages*", ABB website. (última visita Septiembre de 2016)
< <http://new.abb.com/systems/hvdc/why-hvdc/economic-and-environmental-advantages>>

[9] Gómez Francisco, Guamán Telmo, Quizhpi Mateo, San Martín Cristhian, "*Transmisión en corriente directa HVDC*". (última visita Septiembre de 2016).
<<http://www.monografias.com/trabajos-pdf5/transmision-corriente-directa-hvdc/transmision-corriente-directa-hvdc.shtml>>

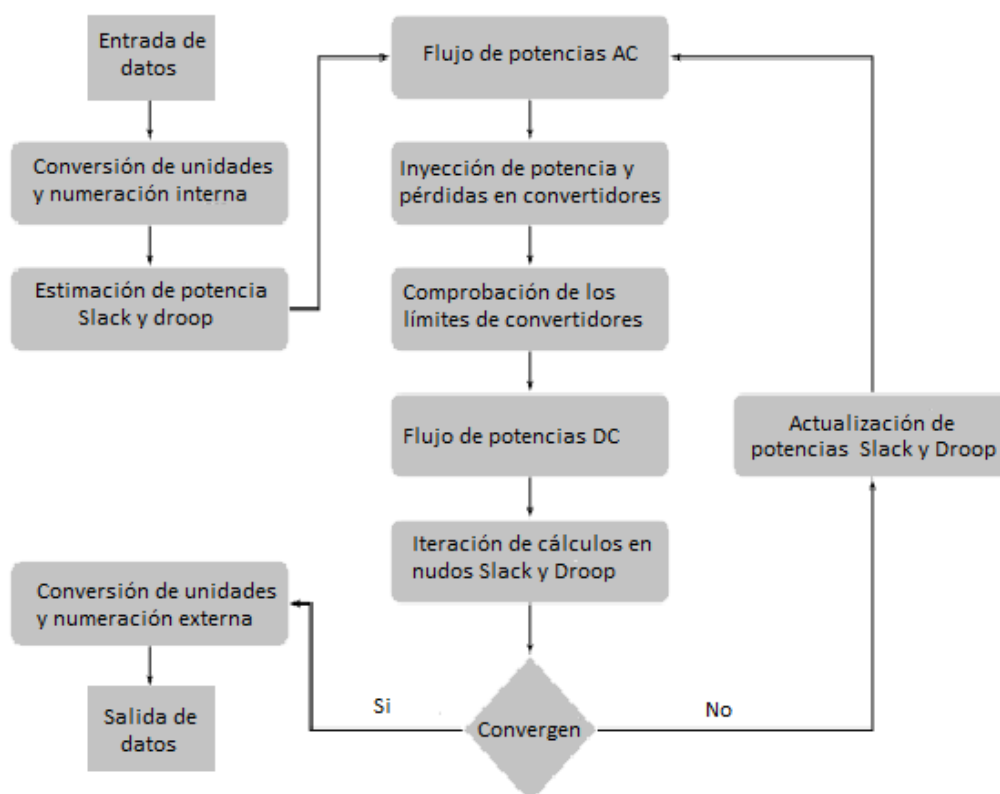
[10] Mario Monterrubio Diez, "*Transporte de energía eléctrica en corriente continua. Enlaces HVDC-VSC*", Proyecto fin de carrera, Marzo de 2013.

- [11] Til Kristian Vrana, Jef Beerten, Ronnie Belmans, Olav Bjarte Fosso, "A classification of DC node voltage control methods for HVDC grids", *Electric Power Systems Research* 103 (2013) 137-144.
- [12] Jef Beerten, Ronnie Belmans, "*Analysis of power sharing and Voltage Deviations in droop-controlled DC grids*", *IEEE transactions on power systems*, Vol.28, NO.4, November 2013.
- [13] Dirk Van Hertmen, Mehrdad Ghandhari, "*Multi-Terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles*", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(2010) 3156-3163.
- [14] Jef Beerten, Stijn Cole, Ronnie Belmans, "*Generalized steady-state VSC MTDC model for sequential AC/DC flow algorithms*", *IEEE Transactions on power systems*, VOL. 27, NO.2, MAY 2012.
- [15] "I. *Disposiciones Generales. Ministerio de industria, energía y turismo*", BOE, Núm. 83, Sec. I, Miércoles 6 de abril de 2016
<http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_1.1_Funcionamiento_seguridad_OS.pdf>
- [16]: Jef Beerten, Dirk Van Hertem and Ronnie Belmans, "*VSC MTDC System with a distributed DC voltage control - a power flow approach*", in *Proc.IEEE PowerTech'11*, Trondheim, Norway, Jun. 19-23, 2011.

Anexo 1. Breve descripción del software MatACDC

Diagrama del programa

El siguiente diagrama de flujo ilustra el proceso interno que sigue el software empleado para las simulaciones realizadas en este trabajo.



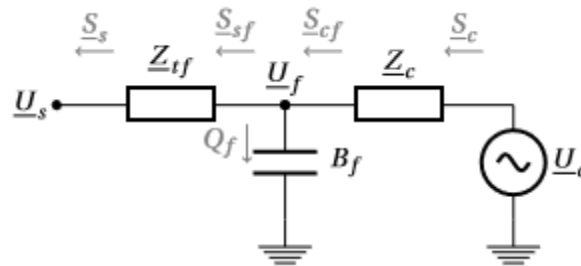
Anexo 1.1. Diagrama de flujos del algoritmo de flujo de potencia AC/DC secuencial empleado por MatACDC [4].

Al no ser parte del estudio desarrollado en este trabajo, para obtener más información sobre este software, se puede consultar el manual del mismo [4], incluido en la bibliografía del trabajo.

Modelado de convertidores

Como se explicó en el capítulo 2, los convertidores HVDC-VSC poseen una serie de componentes que deben ser incluidos en su modelo. El modelo que emplea MatACDC da al usuario la posibilidad de modificar el valor de cualquiera de dichos componentes a su gusto, dando lugar a diversas configuraciones internas de los convertidores para investigar su funcionamiento o capacidades, o bien la posibilidad de configurar modelos de convertidores reales, de cara a simular sistemas eléctricos lo más fieles posible a la realidad.

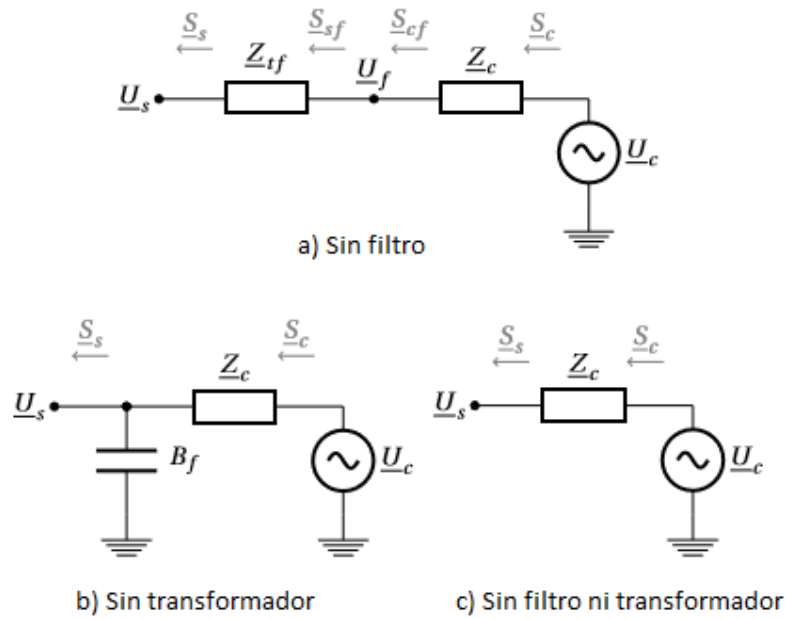
La forma más generalista de representar un convertidor HVDC-VSC desde el lado de AC, consiste en una fuente de tensión variable, $\underline{U}_c = U_c \angle \delta_c$ tras la reactancia de la fase, representada por la impedancia compleja $\underline{Z}_c = Z_c + jX_c$. El filtro de paso bajo se representa como la susceptancia a frecuencia del sistema, B_f . Por último, tenemos el transformador, que conecta el filtro a la red AC y se representa por otra impedancia compleja, $\underline{Z}_{tf} = Z_{tf} + jX_{tf}$, tal y como podemos observar en la figura Anexo 1.2:



Anexo 1.2. Esquema del flujo de potencia por el equivalente monofásico de una estación convertidora HVDC-VSC conectada a la red AC [4].

Dependiendo de los parámetros que el usuario especifique u omita, se pueden dar o bien el esquema que se acaba de mostrar o uno de los siguientes:

- Sin filtro: Dando valor 0 a la variable B_f ,
 - Eliminamos los filtros
 - Diseños sin filtros: Topologías de convertidores multinivel (modulares). Al contrario que los diseños de 2 ó 3 niveles que usaban pulsos PWM (*Pulse Width Modulation*), los últimos diseños sintetizan la señal AC empleando convertidores multinivel y desaparece la necesidad de emplear filtros AC de paso bajo.
- Sin transformador: Dando valor 0 a la variable Z_{tf} .
- Sin filtro ni transformador: Con B_f y Z_{tf} igual a 0.
 - Diseños sin transformadores ni filtros.
 - Modelo simplificado del convertidor: La fuente de tensión se sitúa tras una impedancia compleja (o impedancia inductiva pura si omitimos R_c).



Anexo 1.3. Esquema equivalente monofásico de las distintas configuraciones internas del lado conectado a la red AC del convertidor HVDC-VSC [4].

Pérdidas en los convertidores

Para tener en cuenta las pérdidas de potencia que sufren los convertidores, además de las pérdidas inherentes a sus componentes, se emplea la siguiente fórmula, que depende cuadráticamente de la corriente que circula por el convertidor, I_c :

$$P_{loss} = a + bI_c + cI_c^2 \quad (1)$$

Control de convertidores

Cada convertidor puede controlar independientemente la potencia activa y la reactiva que circulan por él. El software MatACDC incluye dos modos de operación de convertidores respecto a la potencia reactiva y tres modos de operación de convertidores respecto a la activa

Modos de operación en potencia reactiva:

- Potencia reactiva constante.
- Tensión constante.

Modos de operación en potencia activa:

- Potencia activa constante.
- Slack.
- Droop.

Modificación del modo de trabajo de los convertidores

Para modificar el comportamiento predeterminado de los convertidores, el usuario debe emplear el atajo *convdc* [4] del programa, donde tiene la posibilidad de modificar los siguientes parámetros para cada tipo de control.

Para potencia reactiva:

1. Potencia reactiva constante.

convdc(...,CONVTYPE_AC)=PQC;
convdc(...,QCONV)=...;

Activa el modo de control de potencia reactiva
Fija la potencia reactiva del punto de trabajo

2. Tensión constante.

convdc(...,CONVTYPE_AC)=PVC;
convdc(...,VCONV)=...;

Activa el control de tensión AC
Fija la tensión AC del punto de trabajo

Para potencia activa:

1. Potencia activa constante.

convdc(...,CONVTYPE_DC)=DCNOSLACK;
convdc(...,PCONV)=...;

Activa el control de potencia activa
Fija la potencia activa del punto de trabajo

2. Slack.

convdc(...,CONVTYPE_DC)=DCSLACK;
convdc(...,VDC)=...;

Activa el control slack (control de tensión)
Fija la tensión del punto de trabajo

3. Droop.

convdc(...,CONVTYPE_DC)=DCDROOP;
convdc(...,DROOP)=...;
convdc(...,PDCSET)=...;
convdc(...,VDCSET)=...;
convdc(...,DVDCSET)=...;

Activa el control droop
Fija la constante de droop, K_{dc}
Fija la potencia activa del punto de trabajo, $P_{dc,0}$
Fija la tensión del punto de trabajo, $U_{dc,0}$
Fija la dead-band de droop, $\Delta U_{dc,0}$

Anexo 2. Elementos AC del caso de estudio 2

Elementos AC del caso de estudio 2

En este anexo se incluyen los datos de los elementos AC del caso de estudio 2 que no se incluyeron en el capítulo 4, debido a la extensión de los mismos, a no ser indispensables para la comprensión de dicho capítulo y a no ser necesarios para realizar los análisis objetivo de este trabajo.

La información presentada a continuación nos da a conocer los datos de los elementos del sistema AC del caso de estudio 2.

Nudos y cargas del sistema AC del caso de estudio 2

Nudo AC	Tipo	Pd (MW)	Base (kV)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Zona AC
101	PV	108	138	1,05	0,95	1
102	PV	97	138	1,05	0,95	1
103	PQ	180	138	1,05	0,95	1
104	PQ	74	138	1,05	0,95	1
105	PQ	71	138	1,05	0,95	1
106	PQ	136	138	1,05	0,95	1
107	PV	125	138	1,05	0,95	1
108	PQ	171	138	1,05	0,95	1
109	PQ	175	138	1,05	0,95	1
110	PQ	195	138	1,05	0,95	1
111	PQ	0	230	1,05	0,95	1
112	PQ	0	230	1,05	0,95	1
113	Oscilante	265	230	1,05	0,95	1
114	PV	194	230	1,05	0,95	1
115	PV	317	230	1,05	0,95	1
116	PV	100	230	1,05	0,95	1
117	PQ	0	230	1,05	0,95	1
118	PV	333	230	1,05	0,95	1

Nudo AC	Tipo	Pd (MW)	Base (kV)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)	Zona AC
119	PQ	181	230	1,05	0,95	1
120	PV	128	230	1,05	0,95	1
121	PV	0	230	1,05	0,95	1
122	PV	0	230	1,05	0,95	1
123	PV	0	230	1,05	0,95	1
124	PQ	0	230	1,05	0,95	1
201	PV	108	138	1,05	0,95	2
202	PV	97	138	1,05	0,95	2
203	PQ	180	138	1,05	0,95	2
204	PQ	74	138	1,05	0,95	2
205	PQ	71	138	1,05	0,95	2
206	PQ	136	138	1,05	0,95	2
207	PV	125	138	1,05	0,95	2
208	PQ	171	138	1,05	0,95	2
209	PQ	175	138	1,05	0,95	2
210	PQ	195	138	1,05	0,95	2
211	PQ	0	230	1,05	0,95	2
212	PQ	0	230	1,05	0,95	2
213	Oscilante	265	230	1,05	0,95	2
214	PV	194	230	1,05	0,95	2
215	PV	317	230	1,05	0,95	2
216	PV	100	230	1,05	0,95	2
217	PQ	0	230	1,05	0,95	2
218	PV	333	230	1,05	0,95	2
219	PQ	181	230	1,05	0,95	2
220	PQ	128	230	1,05	0,95	2
221	PV	0	230	1,05	0,95	2
222	PV	0	230	1,05	0,95	2
223	PV	0	230	1,05	0,95	2
224	PQ	0	230	1,05	0,95	2
301	PQ	0	230	1,05	0,95	3
302	Oscilante	0	230	1,05	0,95	3

Anexo 2.1. Nudos y cargas AC del caso de estudio 2.

Generadores AC del caso de estudio 2

Generador	Nudo AC	Pg (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qg (MVar)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)
1	101	10	20	16	0	1011	0
2	101	10	20	16	0	10	0
3	101	76	76	15,2	14,1	30	-25
4	101	76	76	15,2	14,1	30	-25
5	102	10	20	16	0	10	0
6	102	10	20	16	0	10	0

Anexo 2. Elementos AC del caso de estudio 2

Generador	Nudo AC	Pg (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qg (MVar)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)
7	102	76	76	15,2	7	30	-25
8	102	76	76	15,2	7	30	-25
9	107	80	100	25	17,2	60	0
10	107	80	100	25	17,2	60	0
11	113	95,1	197	69	40,7	80	0
12	113	95,1	197	69	40,7	80	0
13	113	95,1	197	69	40,7	80	0
14	114	0	0	0	13,7	200	-50
15	115	12	12	2,4	0	6	0
16	115	12	12	2,4	0	6	0
17	115	12	12	2,4	0	6	0
18	115	12	12	2,4	0	6	0
19	115	12	12	2,4	0	6	0
20	115	155	155	54,3	0,05	80	-50
21	116	155	155	54,3	25,22	80	-50
22	118	400	400	100	137,4	200	-50
23	121	400	400	100	108,2	200	-50
24	122	50	50	10	-4,96	16	-10
25	122	50	50	10	-4,96	16	-10
26	122	50	50	10	-4,96	16	-10
27	122	50	50	10	-4,96	16	-10
28	122	50	50	10	-4,96	16	-10
29	122	50	50	10	-4,96	16	-10
30	123	155	155	54,3	31,79	80	-50
31	123	155	155	54,3	31,79	80	-50
32	123	350	350	140	71,78	150	-25
33	201	10	20	16	0	10	0
34	201	10	20	16	0	10	0
35	201	76	76	15,2	14,1	30	-25
36	202	10	20	16	0	10	0
37	202	10	20	16	0	10	0
38	202	76	76	15,2	7	30	-25
39	202	76	76	15,2	7	30	-25
40	207	80	100	25	17,2	60	0
41	207	80	100	25	17,2	60	0
42	207	80	100	25	17,2	60	0
43	213	95,1	197	69	40,7	80	0
44	213	95,1	197	69	40,7	80	0
45	213	95,1	197	69	40,7	80	0
46	214	0	0	0	13,68	200	-50
47	215	12	12	2,4	0	6	0
48	215	12	12	2,4	0	6	0
49	215	12	12	2,4	0	6	0
50	215	12	12	2,4	0	6	0

Generador	Nudo AC	Pg (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qg (MVar)	Qmax (MVar)	Qmin (MVar)
51	215	12	12	2,4	0	6	0
52	215	155	155	54,3	0,048	80	-50
53	216	155	155	54,3	25,22	80	-50
54	218	400	400	100	137,4	200	-50
55	221	400	400	100	108,2	200	-50
56	222	50	50	10	-4,96	16	-10
57	222	50	50	10	-4,96	16	-10
58	222	50	50	10	-4,96	16	-10
59	222	50	50	10	-4,96	16	-10
60	222	50	50	10	-4,96	16	-10
61	222	50	50	10	-4,96	16	-10
62	223	155	155	54,3	31,79	80	-50
63	223	155	155	54,3	31,79	80	-50
64	223	350	350	140	71,78	150	-25
65	302	150	350	140	10	150	-25

Anexo 2.2. Generadores del caso de estudio 2.

Líneas del sistema AC del caso de estudio 2

Línea AC	Nudo i AC	Nudo j AC	Ratio transformador	Desfase transformador	Nivel de carga máxima (MVA)
1	101	103	0	0	175
2	101	105	0	0	175
3	102	104	0	0	175
4	102	106	0	0	175
5	103	109	0	0	175
6	103	124	1,015	0	400
7	104	109	0	0	175
8	105	110	0	0	175
9	106	110	0	0	175
10	107	108	0	0	175
11	108	109	0	0	175
12	108	110	0	0	175
13	109	111	1,03	0	400
14	109	112	1,03	0	400
15	110	111	1,015	0	400
16	110	112	1,015	0	400
17	111	113	0	0	500
18	111	114	0	0	500
19	112	113	0	0	500
20	112	123	0	0	500
21	113	123	0	0	500
22	114	116	0	0	500
23	115	116	0	0	500

Anexo 2. Elementos AC del caso de estudio 2

Línea AC	Nudo i AC	Nudo j AC	Ratio transformador	Desfase transformador	Nivel de carga máxima (MVA)
24	115	121	0	0	500
25	115	121	0	0	500
26	115	124	0	0	500
27	116	117	0	0	500
28	116	119	0	0	500
29	117	118	0	0	500
30	117	122	0	0	500
31	118	121	0	0	500
32	118	121	0	0	500
33	119	120	0	0	500
34	119	120	0	0	500
35	120	123	0	0	500
36	120	123	0	0	500
37	121	122	0	0	500
38	201	202	0	0	175
39	201	203	0	0	175
40	201	205	0	0	175
41	202	204	0	0	175
42	202	206	0	0	175
43	203	209	0	0	175
44	203	224	1,015	0	400
45	204	209	0	0	175
46	205	210	0	0	175
47	206	210	0	0	175
48	207	208	0	0	175
49	208	209	0	0	175
50	208	210	0	0	175
51	209	211	1,03	0	400
52	209	212	1,03	0	400
53	210	211	1,015	0	400
54	210	212	1,015	0	400
55	211	213	0	0	500
56	211	214	0	0	500
57	212	213	0	0	500
58	212	223	0	0	500
59	213	223	0	0	500
60	214	216	0	0	500
61	215	216	0	0	500
62	215	221	0	0	500
63	215	221	0	0	500
64	215	224	0	0	500
65	216	217	0	0	500
66	216	219	0	0	500
67	217	218	0	0	500

Anexo 2. Elementos AC del caso de estudio 2

Línea AC	Nudo i AC	Nudo j AC	Ratio transformador	Desfase transformador	Nivel de carga máxima (MVA)
68	217	222	0	0	500
69	218	221	0	0	500
70	218	221	0	0	500
71	219	220	0	0	500
72	219	220	0	0	500
73	220	223	0	0	500
74	220	223	0	0	500
75	221	222	0	0	500
76	301	302	0	0	500

Anexo 2.3. Líneas y transformadores AC del caso de estudio 2.

Anexo 3. Resultados adicionales de simulaciones

Resultados adicionales a las simulaciones del caso de estudio 1

Se mostrarán en este anexo los resultados de aquellas simulaciones que no se han incluido en el capítulo 5, bien por no aportar información útil para el objetivo del trabajo o bien por presentar resultados ya mostrados.

Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 1

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,97
Conv3out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,95
Conv4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,97

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,55	0,35	0,32	0,29	0,37	0,19	0,05
Conv3out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,60	0,24	0,16	0,17	0,44	0,13	0,10
Conv4out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,58	0,26	0,19	0,21	0,33	0,18	0,03

Perfil de tensiones DC					
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Conv1out	Tensión (p.u.)	0,99	1,00	0,99	0,99
Conv3out	Tensión (p.u.)	1,00	1,00	1,00	1,00
Conv4out	Tensión (p.u.)	1,01	1,00	1,00	1,00

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,32	0,41	0,07	0,11	0,25
Conv3out	Nivel de carga DC(p.u.)	0,19	0,03	0,11	0,08	0,28
Conv4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,26	0,03	0,21	0,12	0,12

Anexo 3.1. Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 1

Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 1

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,96
Conv2out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,99	0,97
Conv3out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,95
Conv4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,97

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,31	0,26	0,27	0,49	0,16	0,07
Conv2out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,59	0,28	0,18	0,18	0,34	0,04	0,03
Conv3out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,60	0,24	0,16	0,17	0,44	0,13	0,10
Conv4out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,58	0,26	0,19	0,21	0,33	0,18	0,03

Perfil de tensiones DC						
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	
Conv1out	Tensión (p.u.)	0,80	0,81	0,80	0,80	
Conv2out	Tensión (p.u.)	0,98	0,98	0,97	0,97	
Conv3out	Tensión (p.u.)	1,01	1,00	1,00	1,00	
Conv4out	Tensión (p.u.)	1,01	1,00	1,00	1,00	

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv 1out	Nivel de carga (p.u.)	0,04	0,02	0,01	0,04	0,04
Conv 2out	Nivel de carga (p.u.)	0,14	0,14	0,20	0,02	0,31
Conv 3out	Nivel de carga (p.u.)	0,19	0,03	0,12	0,12	0,28
Conv 4out	Nivel de carga (p.u.)	0,26	0,04	0,21	0,21	0,12

Anexo 3.2. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 1.

Resultados de la simulación 6 del caso de estudio 1

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1-3out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,95
Conv1-4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,99	0,97
Conv3-4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,99	0,95

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1-3out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,96	0,31	0,27	0,26	0,48	0,13	0,07
Conv1-4out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,95	0,34	0,31	0,30	0,37	0,15	0,05
Conv3-4out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,90	0,24	0,14	0,18	0,44	0,27	0,10

Perfil de tensiones DC					
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Conv1-3out	Tensión (p.u.)	1,00	1,00	0,99	0,99
Conv1-4out	Tensión (p.u.)	1,00	1,00	0,99	1,00
Conv3-4out	Tensión (p.u.)	1,01	1,00	1,01	1,01

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1-3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,19	0,17	0,01	0,16	0,20
Conv1-4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,13	0,24	0,08	0,05	0,05
Conv3-4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,38	0,20	0,13	0,07	0,07

Anexo 3.3. Resultados de la simulación 6 del caso de estudio 1.

Resultados de la simulación 7 del caso de estudio 1

	Fallo convertidores 1 y 2				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 2	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 3	35,000	1,000	36,186	0,998	35,000	1,000	36,186	1,200
Convertidor 4	35,000	1,000	36,186	0,998	35,000	1,000	36,186	1,200

Anexo 3.4. Reajuste 1 de parámetros de la simulación 7 del caso de estudio 1.

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1-2out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,96	0,96	0,95

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1-2out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,32	0,24	0,26	0,51	0,13	0,06

Perfil de tensiones DC					
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Conv1-2out	Tensión (p.u.)	0,99	0,99	0,99	0,99

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1-2out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03

Anexo 3.5. Resultados del reajuste 1 de la simulación 7 del caso de estudio 1.

	Fallo convertidores 1 y 3				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 2	0,000	1,000	21,901	1,000	0,000	1,000	21,901	1,160
Convertidor 3	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 4	35,000	1,000	36,186	0,998	35,000	1,000	36,186	1,160

Anexo 3.6. Reajuste 2 de parámetros de la simulación 7 del caso de estudio 1.

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1-3out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,95

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1-3out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,31	0,26	0,27	0,48	0,16	0,07

Perfil de tensiones DC					
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Conv1-3out	Tensión (p.u.)	0,96	0,96	0,96	0,96

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1-3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,04	0,03	0,00	0,03	0,04

Anexo 3.7. Resultados del reajuste 2 de la simulación 7 del caso de estudio 1.

	Fallo convertidores 1 y 4				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 2	0,000	1,000	21,901	1,000	0,000	1,000	21,901	1,160
Convertidor 3	35,000	1,000	36,186	0,998	35,000	1,000	36,186	1,200
Convertidor 4	-	-	-	-	-	-	-	-

Anexo 3.8. Reajuste 3 de parámetros de la simulación 7 del caso de estudio 1.

Anexo 3. Resultados adicionales de simulaciones

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv1-4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,96

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv1-4out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,31	0,26	0,27	0,48	0,19	0,06

Perfil de tensiones DC					
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Conv2-4out	Tensión (p.u.)	0,95	0,95	0,95	0,95

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv1-4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,01	0,01	0,005	0,003	0,003

Anexo 3.9. Resultados del reajuste 3 de la simulación 7 del caso de estudio 1.

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv2-3out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,97	0,97	0,95
Conv2-4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	0,96	0,96	0,96
Conv3-4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,95

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv2-3out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,59	0,27	0,17	0,18	0,45	0,03	0,09
Conv2-4out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,57	0,30	0,22	0,23	0,31	0,09	0,02
Conv3-4out	Nivel de carga AC (p.u.)	0,59	0,26	0,18	0,21	0,46	0,24	0,08

Perfil de tensiones DC					
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC
Conv2-3out	Tensión (p.u.)	1,07	1,07	1,07	1,06
Conv2-4out	Tensión (p.u.)	1,06	1,06	1,05	1,06
Conv3-4out	Tensión (p.u.)	1,11	1,11	1,11	1,11

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv2-3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,06	0,06	0,08	0,14	0,32
Conv2-4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,25	0,15	0,21	0,12	0,12
Conv3-4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,01	0,13	0,08	0,05	0,05

Anexo 3.10. Resultados de la simulación 7 del caso de estudio 1.

Resultados de la simulación 8 del caso de estudio 1

Perfil de tensiones AC						
Contingencia	Nudo AC	N1AC	N2AC	N3AC	N4AC	N5AC
Conv 1slack-3out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	1,00	0,98
Conv 1slack-4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,99
Conv 3slack-1out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	1,00	0,98
Conv 3slack-4out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,99
Conv 4slack-1out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	0,99	0,99
Conv 4slack-3out	Tensión AC (p.u.)	1,06	1,00	1,00	1,00	0,98

Nivel de carga AC								
Contingencia	Línea AC	L1AC	L2AC	L3AC	L4AC	L5AC	L6AC	L7AC
Conv 1slack-3out	Nivel de carga (p.u.)	0,98	0,30	0,20	0,20	0,44	0,05	0,08
Conv 1slack-4out	Nivel de carga (p.u.)	0,98	0,33	0,23	0,24	0,35	0,12	0,01
Conv 3slack-1out	Nivel de carga (p.u.)	0,98	0,31	0,22	0,23	0,58	0,08	0,13
Conv 3slack-4out	Nivel de carga (p.u.)	0,98	0,32	0,22	0,23	0,27	0,09	0,04
Conv 4slack-1out	Nivel de carga (p.u.)	0,98	0,35	0,28	0,31	0,38	0,19	0,04
Conv 4slack-3out	Nivel de carga (p.u.)	0,98	0,28	0,17	0,17	0,42	0,01	0,10

Perfil de tensiones DC						
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	
Conv 1slack-3out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,00	0,99	
Conv 1slack-4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	0,99	1,00	
Conv 3slack-1out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,00	0,99	
Conv 3slack-4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,00	1,01	
Conv 4slack-1out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,00	
Conv 4slack-3out	Tensión DC (p.u.)	1,01	1,01	1,01	1,00	

Nivel de carga DC						
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC
Conv 1slack-3out	Nivel de carga (p.u.)	0,05	0,05	0,07	0,11	0,25
Conv 1slack-4out	Nivel de carga (p.u.)	0,11	0,11	0,16	0,09	0,09
Conv 3slack-1out	Nivel de carga (p.u.)	0,07	0,07	0,09	0,30	0,16
Conv 3slack-4out	Nivel de carga (p.u.)	0,18	0,18	0,26	0,15	0,15
Conv 4slack-1out	Nivel de carga (p.u.)	0,07	0,07	0,09	0,20	0,16
Conv 4slack-3out	Nivel de carga (p.u.)	0,07	0,07	0,11	0,18	0,40

Anexo 3.11. Resultados de la simulación 8 del caso de estudio 1.

Resultados adicionales a las simulaciones del caso de estudio 2

Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 2

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv2out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,02	1,02	1,00	1,02	1,02	1,01
Conv3out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,97	0,99	1,00	1,02	1,02	1,01
Conv5out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,00	1,00	1,02	1,01
Conv6out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00
Conv7out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,00	1,02	1,03	1,02

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv2out	Nivel de carga DC (p.u.)	1,34	0,003	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66
Conv3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,79	0,77	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66
Conv5out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,08	0,17	0,43	0,08	0,77
Conv6out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,24	0,09	0,07	0,36	0,07
Conv7out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,52	0,54	0,70	0,07	0,49

Anexo 3.12. Resultados de la simulación 3 del caso de estudio 2.

Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 2

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv1out	Tensión DC (p.u.)	0,85	0,85	0,85	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv2out	Tensión DC (p.u.)	0,98	0,98	0,98	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv3out	Tensión DC (p.u.)	1,13	1,12	1,13	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,14	1,14	1,14	1,14
Conv5out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,03	1,03	1,03	1,04
Conv6out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,05	1,06	1,06	1,06
Conv7out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,01	1,01	1,01	1,01

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv1out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	0,25	0,15	0,17	0,13	0,00	0,10
Conv2out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,43	0,00	0,15	0,17	0,13	0,00	0,10
Conv3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,14	0,14	0,15	0,17	0,13	0,00	0,10
Conv4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,01	0,01	0,02	0,01	0,10
Conv5out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,08	0,18	0,15	0,08	0,07
Conv6out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,15	0,17	0,12	0,01	0,12
Conv7out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,16	0,10	0,11	0,08	0,02

Anexo 3.13. Resultados de la simulación 4 del caso de estudio 2.

	Fallo convertidor 1				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 2	-25,967	1,000	25,000	1,200	-25,967	1,000	25,000	1,300
Convertidor 3	21,371	1,000	75,000	1,200	21,371	1,000	75,000	1,300

Anexo 3.14. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 1 de la simulación 4 del caso de estudio 2.

	Fallo convertidor 3				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 1	0,000	1,000	0,000	1,200	0,000	1,000	0,000	1,150
Convertidor 2	-25,967	1,000	25,000	1,200	-25,967	1,000	25,000	1,150
Convertidor 3	-	-	-	-	-	-	-	-

Anexo 3.15. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 3 de la simulación 4 del caso de estudio 2.

	Fallo convertidor 1				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 4	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 5	-16,030	1,000	12,500	1,200	-16,030	1,000	12,500	1,100
Convertidor 6	-4,846	1,000	25,000	1,200	-4,846	1,000	25,000	1,100
Convertidor 7	-28,654	1,000	0,000	1,200	-28,654	1,000	0,000	1,100

Anexo 3.16. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 4 de la simulación 4 del caso de estudio 2.

Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 2

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv5Slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,01	1,00	1,02	1,01
Conv6Slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00
Conv7slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,01	1,02	1,01	1,00

Anexo 3. Resultados adicionales de simulaciones

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv5Slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,32	0,01	0,31	0,35	0,89
Conv6Slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,23	0,12	0,11	0,37	0,03
Conv7Slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,16	0,27	0,11	0,44	1,09

Anexo 3.17. Resultados de la simulación 5 del caso de estudio 2.

Resultados de la simulación 6 del caso de estudio 2

	Fallo convertidor 1				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 2	-25,967	1,000	25,000	1,200	-25,967	1,000	25,000	1,300
Convertidor 3	21,371	1,000	75,000	1,200	21,371	1,000	75,000	1,300

Anexo 3.18. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 1 de la simulación 6 del caso de estudio 2.

	Fallo convertidor 1				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 4	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 5	-16,030	1,000	12,500	1,200	-16,030	1,000	12,500	1,100
Convertidor 6	-4,846	1,000	25,000	1,200	-4,846	1,000	25,000	1,100
Convertidor 7	-28,654	1,000	0,000	1,200	-28,654	1,000	0,000	1,100

Anexo 3.19. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 4 de la simulación 6 del caso de estudio 2.

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv1out	Tensión DC (p.u.)	0,95	0,95	0,95	1,00	1,01	1,01	1,01
Conv4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,04	1,04	1,04	1,04

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv1out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	0,25	0,24	0,28	0,24	0,01	0,11
Conv4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,04	0,01	0,01	0,02	0,01	0,10

Anexo 3.20. Resultados tras los reajustes de convertidores en la simulación 6 del caso de estudio 2.

Resultados de la simulación 9 del caso de estudio 2

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv1out	Tensión DC (p.u.)	0,85	0,85	0,85	1,00	1,02	1,02	1,01
Conv2out	Tensión DC (p.u.)	0,98	0,98	0,98	1,00	1,02	1,02	1,01
Conv3out	Tensión DC (p.u.)	1,13	1,12	1,13	1,00	1,02	1,02	1,01
Conv5out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,00	1,00	1,02	1,01
Conv6out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,00	1,01	1,00	1,00
Conv7out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,00	1,02	1,03	1,02

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv1out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	0,25	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66
Conv2out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,43	0,00	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66
Conv3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,14	0,14	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66
Conv5out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,01	0,01	0,43	0,08	0,77
Conv6out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,24	0,09	0,07	0,36	0,07
Conv7out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,52	0,54	0,70	0,07	0,49

Anexo 3.21. Resultados de la simulación 9 del caso de estudio 2.

	Fallo convertidor 1				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Convertidor 2	-25,967	1,000	25,000	1,200	-25,967	1,000	25,000	1,300
Convertidor 3	21,371	1,000	75,000	1,200	21,371	1,000	75,000	1,300

Anexo 3.22. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 1 de la simulación 9 del caso de estudio 2.

	Fallo convertidor 3				Reajuste de parámetros			
	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)	Pc (MW)	Vc (p.u.)	Pset (MW)	Vset (p.u.)
Convertidor 1	0,000	1,000	0,000	1,200	0,000	1,000	0,000	1,150
Convertidor 2	-25,967	1,000	25,000	1,200	-25,967	1,000	25,000	1,150
Convertidor 3	-	-	-	-	-	-	-	-

Anexo 3.23. Reajuste de parámetros de convertidores para el fallo del convertidor 3 de la simulación 9 del caso de estudio 2.

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv1out	Tensión DC (p.u.)	0,95	0,95	0,95	1,00	1,02	1,02	1,01
Conv3out	Tensión DC (p.u.)	1,07	1,07	1,07	1,00	1,02	1,02	1,01

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv1out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,00	0,25	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66
Conv3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,14	0,14	0,42	0,31	0,53	0,17	0,66

Anexo 3.24. Resultados tras los reajustes en los convertidores del caso de estudio 2.

Resultados de la simulación 10 del caso de estudio 2

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv2out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,02	1,02	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv3out	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,97	0,99	1,06	1,06	1,06	1,06
Conv4out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,14	1,14	1,14	1,14
Conv5out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,03	1,03	1,03	1,04
Conv6out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,05	1,06	1,06	1,06
Conv7out	Tensión DC (p.u.)	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv2out	Nivel de carga DC (p.u.)	1,34	0,00	0,15	0,17	0,13	0,002	0,10
Conv3out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,79	0,77	0,15	0,17	0,13	0,003	0,10
Conv4out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,01	0,01	0,02	0,01	0,10
Conv5out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,08	0,18	0,15	0,08	0,07
Conv6out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,15	0,17	0,12	0,01	0,12
Conv7out	Nivel de carga DC (p.u.)	0,59	0,77	0,16	0,10	0,11	0,08	0,02

Anexo 3.25. Resultados de la simulación 10 del caso de estudio 2.

Resultados de la simulación 11 del caso de estudio 2

Perfil de tensiones DC								
Contingencia	Nudo DC	N1DC	N2DC	N3DC	N4DC	N5DC	N6DC	N7DC
Conv5Slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,01	1,00	1,02	1,01
Conv6Slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,00	1,01	1,00	1,00
Conv7Slack	Tensión DC (p.u.)	1,00	0,99	0,99	1,01	1,02	1,01	1,00

Nivel de carga DC								
Contingencia	Línea DC	L1DC	L2DC	L3DC	L4DC	L5DC	L6DC	L7DC
Conv5Slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,32	0,01	0,31	0,35	0,89
Conv6Slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,23	0,12	0,11	0,37	0,03
Conv7Slack	Nivel de carga DC (p.u.)	0,41	0,05	0,16	0,27	0,11	0,44	1,09

Anexo 3.26. Resultados de la simulación 11 del caso de estudio 2.

